



Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранение нефти и газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций»

УДК 622.692.4.052-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Кусанов Андрей Викторович		

Научный руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубина О.Н.	к.х.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н., доцент		

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

## 21.03.01 Нефтегазовое дело

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11)
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P6	Участвовать в разработке организационно технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14) требования профессионального стандарта 19.016 «Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов»
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке по трубопроводам газа»
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 «Специалист по транспортировке по трубопроводам газа»



Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранение нефти и газа и продуктов переработки»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР  
\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Брусник О.В. (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

в форме:

бакалаврской работы

Студенту

Группа	ФИО
3-2Б5А	Кусанову Андрею Викторовичу

Тема работы

«Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций»

Утверждена приказом директора (дата, номер)      28.02.2020 № 59-110/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

#### Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

1. Объект исследования - Нефтеперекачивающая станция (НПС);
2. Режим работы - непрерывный;
3. Плотность нефти – 859 кг/м<sup>3</sup>;

#### Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи

1. Аналитическое исследование характеристик нефтеперекачивающей станции, основные направления повышения эффективности технологического оборудования;

исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	2. Разработка практических рекомендаций по повышению эффективности оборудования нефтеперекачивающей станции; проведение рас- чета технических параметров насосного обо- рудования в условиях эксплуатации НПС; 3. Разработка комплекса мероприятий по сниже- нию нагрузки на насосное НПС.
<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	1.1. Технологическая схема НПС; 2.1. Общая структурная схема АСУТП; 2.2. Структурная схема АСУТП; 2.4. Принципиальная схема ССВД; 2.8. Схема работы компенсатора.

### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менедж- мент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Реферат
---------

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

**Задание выдал научный руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубина Оксана Николаевна	К.Х.Н		

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Кусанов Андрей Викторович		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5А	Кусанову Андрею Викторовичу

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- стоимость оборудования и материалов; - заработная плата исполнителей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные нужды – 30% Ежегодные амортизационные отчисления – 12%

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

31.01.2020

## Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		31.01.2020

## Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5А	Кусанов Андрей Викторович		31.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5А	Кусанов А.В.

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Производство работ на НПС</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. «</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Постановление министерства труда №14;</li> <li>– Статья 217 ТК РФ;</li> <li>– Постановлением Минтруда РФ от 06.05.2002 № 33;</li> <li>– ГОСТ 12.0.004-90 «Система стандартов безопасности труда»;</li> <li>– приказом Минтруда России и Минобразования России от 13.01.2003 № 1/29;</li> <li>– Минэнерго РФ от 17.06.2003 N 225.</li> <li>– ПБЭ НП-2001. Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств утверждены приказом Минэнерго России от 27.12.2000 N 162.</li> <li>– ПОТ Р О-112-002-98. Правила по охране труда при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов утверждены приказом Минтопэнерго РФ от 16.06.1998 N 208.</li> <li>– Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 утверждены Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»</li> <li>– Методические рекомендации по разработке инструкций по охране труда для работников стационарных и передвижных автозаправочных станций, нефтебаз,</li> </ul>

	складов ГСМ утверждены приказом Министерства труда и социального развития РФ от 17.05.2004
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	<b>Вредные факторы:</b> 1. вредные вещества; 2. метеоусловия  <b>Опасные факторы:</b> 1. механической природы; 2. пожарной и взрывной природы.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	1. засорение почвы производственными отходами 2. загрязнение сточными водами и мусором 3. выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования 4. распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	- открытое фонтанирование нефти из скважин; - порывы нефтесборной сети и сети ППД.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Кусанов А.В.		





Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранение нефти и газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма предоставления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнение выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела(модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.03.2020	<i>Введение</i>	
14.03.2020	<i>Общая часть</i>	
28.03.2020	<i>Расчет участков нефтепровода с переменным диаметром</i>	
15.04.2020	<i>Очистка нефтепровода</i>	
21.04.2020	<i>Очистные сооружения</i>	
29.04.2020	<i>Методы предотвращения парафинообразования</i>	
05.05.2020	<i>Финансовый менеджмент</i>	
12.05.2020	<i>Социальная ответственность</i>	
19.05.2020	<i>Заключение</i>	
25.05.2020	<i>Презентация</i>	

Научный руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубина О.Н.	К.Х.Н		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.Х.Н		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа, 99 страниц, 18 рисунков, 14 таблиц, 36 источников.

Ключевые слова: нефтеперекачивающая станция, нефть, нефтепровод, эффективность, автоматизация, эксплуатация, повышение надежности, технологическое оборудование.

Объект исследования – совокупность технологических производственных процессов НПС.

Предмет исследования – поиск оптимальных решений в процессе разработки решений по повышению эффективности оборудования нефтеперекачивающих станций.

Цель выпускной квалификационной работы – технико-экономическое обоснование мероприятий, направленных на повышение эффективности оборудования нефтеперекачивающих станций.

Перед началом работы была поставлена задача проектирования системы автоматизации НПС и обеспечения высокой стабильности требуемых технологических параметров.

В результате проделанной работы произведена разработка практических рекомендаций по повышению эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций.

Основные рекомендации включают:

- разработку и внедрение системы автоматизации работы технологического оборудования НПС;
- разработку системы защиты НПС от воздействия ударных волн в нефтепроводах;
- разработку комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологические трубопроводы НПС.

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Кусанов А.В.			Реферат				Лит.		Лист	Листов	
Руковод.		Зарубина О.Н.									10	99	
Консульт.									НИ ТПУ гр.3-2Б5А				
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.											

## REPORT

Final qualifying work, 99 pages, 18 figures, 14 tables, 36 sources.

Keywords: oil pumping station, oil, oil pipeline, efficiency, automation, operation, reliability improvement, technological equipment.

The object of research is a set of technological production processes of the NPS.

The subject of the research is the search for optimal solutions in the process of developing solutions to improve the efficiency of oil pumping stations equipment.

The purpose of the final qualification work is to feasibility study of measures aimed at improving the efficiency of oil pumping stations equipment.

Before starting the work, the task was to design the NPS automation system and ensure high stability of the required technological parameters.

As a result of this work, practical recommendations were developed to improve the efficiency of pumping equipment for oil pumping stations.

Key recommendations include:

- development and implementation of the automation system for the process equipment of the NPS;
- development of the NPS protection system against impact of shock waves in oil pipelines;
- development of a set of measures to reduce the load on the technological pipelines of the NPS.

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кусанов А.В.			Report	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					11	99
Консульт.						НИ ТПУ гр.3-2Б5А		
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.						

## Содержание

<b>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки .....</b>	<b>14</b>
<b>Введение .....</b>	<b>18</b>
<b>Обзор литературы .....</b>	<b>21</b>
<b>1. Аналитическое исследование характеристик нефтеперекачивающей станции и основных направлений повышения эффективности технологического оборудования .....</b>	<b>25</b>
1.1 Исследование общих сведений и особенностей работы нефтеперекачивающей станции .....	25
1.2 Исследование технологического процесса перекачки нефти на НПС .....	27
1.3 Технологические процессы в нефтепроводах НПС, вызывающие снижение эффективности .....	33
1.4 Методы оценки эффективности насосного оборудования НПС .....	39
<b>Выводы .....</b>	<b>45</b>
<b>2. Разработка практических рекомендаций по повышению эффективности оборудования нефтеперекачивающей станции .....</b>	<b>46</b>
2.1 Расчет технических параметров насосного оборудования в условиях эксплуатации на НПС .....	46
2.2 Автоматизация и оптимизация работы насосного оборудования НПС ....	48
2.2.1 Разработка структуры системы автоматизации НПС .....	48
2.2.2 Обоснование и выбор технических средств автоматизации НПС .....	53
2.2.3 Выбор исполнительного механизма .....	57
2.2.4 Выбор логического контроллера системы управления .....	58
2.2.5 Разработка программно-аппаратной части АСУ НПС .....	63
2.3 Защита насосного оборудования от воздействия ударных волн .....	66
2.4 Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на насосное НПС .....	72

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Кусанов А.В.			Содержание				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Зарубина О.Н.									12	99	
Консульт.									НИ ТПУ гр.3-2Б5А				
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.											

Выводы.....	73
<b>3. Результаты проеденного исследования .....</b>	<b>75</b>
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффektivность и ресурсосбережение .....</b>	<b>77</b>
4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффektivности и ресурсосбережения .....	77
4.2 Планирование процесса управления и капитальные вложения .....	80
4.3 Определение экономической эффektivности .....	83
Выводы.....	84
<b>5. Социальная ответственность .....</b>	<b>85</b>
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	85
5.2 Производственная безопасность .....	86
5.2.1 Обоснование мероприятий по снижению воздействия .....	87
5.3 Экологическая безопасность .....	89
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	93
Выводы .....	94
<b>Заключение.....</b>	<b>95</b>
<b>Список используемых источников.....</b>	<b>96</b>

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

1. исправное состояние (исправность): Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической документации и (или) конструкторской (проектной) документации.

2. неработоспособное состояние (неработоспособность): Состояние, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативной технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

3. отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособности.

4. нефтеперекачивающая станция: Комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти насосными агрегатами по магистральному нефтепроводу.

5. трубопровод технологический: Трубопровод, предназначенный для транспортирования в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий различных веществ, необходимых для ведения технологического процесса или эксплуатации оборудования.

6. насосный агрегат: Комплекс устройств, состоящий из насоса, двигателя и трансмиссии.

7. техническое состояние объекта: Состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

8. напряжённо-деформированное состояние: Совокупность внутренних напряжений и деформаций конструкции, возникающих при действии на неё внешних нагрузок.

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кусанов А.В.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					14	99
Консульт.						НИ ТПУ гр.3-2Б5А		
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.						

9. нагрузка: Силовое воздействие, вызывающее изменение напряженнодеформированного состояния трубопровода.

10. предел прочности (временное сопротивление): Нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала при растяжении.

11. Предел текучести: Нормативное минимальное значение напряжения, с которого начинается интенсивный рост пластических деформаций при растяжении материала.

12. пропускная способность нефтепровода: Количество нефти, проходящее по нефтепроводу за единицу времени.

13. пункт подогрева нефти магистрального нефтепровода (ППН): Комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающий подогрев нефти, перекачиваемой по магистральному нефтепроводу с целью снижения вязкости.

14. центральная база производственного обслуживания (ЦБПО): Выполняет функции ремонтной мастерской и занимается техобслуживанием. Находятся при некоторых региональных управлениях МН и подчиняются их руководству.

15. ремонт по техническому состоянию оборудования: Ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными нормативной документацией, а объем и момент начала ремонта определяется техническим состоянием оборудования и сооружений.

16. технология: Совокупность методов обработки, изготовления, изменения свойств, формы сырья, материалов или полуфабрикатов, применяемая в процессе производства для получения готовой продукции.

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ГЗУ – групповая замерная установка;

ГОСТ – государственный стандарт;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДРД – допустимое рабочее давление;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

ДНС – дожимная насосная станция;  
 КИП – контрольно-измерительные приборы;  
 КНС – кустовая насосная станция;  
 КПД – коэффициент полезного действия;  
 КС – компрессорная станция;  
 КСП – комплексный сборный пункт;  
 КСУ – конечная сепарационная установка;  
 МН – магистральный нефтепровод;  
 МНС – магистральная насосная станция;  
 МНА – магистральный насосный агрегат;  
 ЛЧ – линейная часть;  
 НА – насосный агрегат;  
 НДС – напряжённо-деформированное состояние;  
 НПС – нефтеперекачивающая станция;  
 НТД – нормативно-техническая документация;  
 ПНА – подпорный насосный агрегат;  
 ПЧ – преобразователь частоты;  
 САР – система автоматического регулирования;  
 СДКУ – система диспетчерского контроля и управления;  
 СИЗ – средство индивидуальной защиты;  
 СКДУ – система диспетчерского контроля и управления;  
 СКЗ – среднеквадратическое значение;  
 ТО – техническое обслуживание;  
 ТУ – технические условия;  
 ТЭО – технико-экономическое обоснование;  
 УЗК – ультразвуковой контроль;  
 УОВ – установка очистки (подготовки) пластовой воды;  
 УП – установка перегонки;  
 УПН – установка подготовки нефти;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



УПСВ – установка предварительного сброса воды;

УСК – установка стабилизации конденсата;

УУН – узел учета нефти;

ЧРП – частотно-регулируемый привод;

ЦПС – центральный пункт сбора;

ЭДГ – электродегидратор.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

## Введение

Особенности географического расположения месторождений нефти и газа в России, а также их потребителей ставят транспортные системы своевременной доставки сырья на приоритетное место. Эти системы гарантируют бесперебойную и равномерную поставку огромных грузопотоков нефти и газа и обеспечивают при этом наименьшие экономические траты.

Все увеличивающаяся потребность в транспортировании газа и нефти из районов добычи в районы переработки обуславливает необходимость бережного и оптимального использования транспортной системы, как наиболее экономичной и надежной.

В нынешнее время магистральные нефтепроводы – это наиболее высоконадежный и дешевый вид транспортировки нефти. Для того чтобы создать и поддерживать давление в нефтепроводе, которое необходимо для транспорта нефти, сооружаются нефтеперекачивающие станции.

На режим работы НПС могут повлиять такие факторы как, например, аварийные и ремонтные ситуации, нестационарные явления в нефтепроводе, которые связаны с колебаниями физических параметров нефти и разными технологическими операциями, годовые и сезонные колебания добычи нефти из-за которых происходит изменение величины подачи нефти. Подобные изменения могут привести к неблагоприятным ситуациям, может произойти аварийная остановка НПС, что повлечет за собой очень большие экономические потери.

Чтобы избежать неприятностей, во-первых, необходимо осуществлять постоянную, непрерывную, согласованную работу станций на всех участках нефтепровода, во-вторых, защищать нефтепровод и оборудование, установленное на нем.

При остановке насосного агрегата или НПС на приеме станции происходит резкое изменение скорости движения нефти, и вследствие инерционности пото-

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кусанов А.В.			Введение	Лит.	Лист
Руковод.		Зарубина О.Н.					18
Консульт.						НИ ТПУ гр.3-2Б5А	
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.					
							99

ка происходит рост давления, причем скорость нарастания давления может достигать нескольких МПа в секунду. Волна повышенного давления, образовавшаяся в нефтепроводе, может поспособствовать каскадному отключению нефтеперекачивающих станций, а также привести к выходу из строя оборудования НПС или разгерметизации трубопровода.

В настоящее время не теряет актуальности тема исследования вопросов повышения надежности оборудования нефтеперекачивающих станций.

Тема настоящей выпускной квалификационной работы – «Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций».

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в следующем: в настоящее время происходит постоянное усложнение технологий трубопроводного транспорта. Основное направление – исключение вероятности возникновения аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах. Это обеспечит нормальное и бесперебойное функционирование объектов магистрального нефтепровода.

Помимо вышеуказанного, необходимо учитывать, что в настоящее время более половины магистральных нефтепроводов имеют срок эксплуатации, приближающийся к проектному. В связи с этим возрастает вероятность возникновения аварийных ситуаций на линейных частях нефтепроводов.

Следовательно, необходимо выполнение мероприятий, направленных на повышение эффективности и надежности нефтепроводов, предотвращение аварийных ситуаций и их последствий.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка практических, технически обоснованных мероприятий, направленных на повышение эффективности оборудования нефтеперекачивающих станций.

Исходя из цели работы, в процессе ее выполнения необходимо решить следующие задачи:

– произвести анализ литературных источников по исследуемой тематике, а также общих сведений и особенностей работы нефтеперекачивающей станции;

					Введение	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- исследовать технологический процесс перекачки нефти на НПС и методы диагностирования оборудования;
- разработать рекомендации по автоматизации и оптимизации работы технологического оборудования НПС, а также рекомендации по организации защиты НПС от воздействия ударных волн в нефтепроводах;
- разработать комплекс мероприятий по снижению нагрузки на технологические трубопроводы НПС.

Объект исследования – совокупность технологических производственных процессов НПС.

Предмет исследования – поиск оптимальных решений в процессе разработки решений по повышению эффективности оборудования нефтеперекачивающих станций.

Методы исследования, применяемые в процессе работы: метод сравнения, метод анализа, изучение теоретических аспектов рассматриваемой тематики, разработка практических рекомендаций.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы – конечный результат работы позволит сформировать практические, технически обоснованные мероприятия, направленные на повышение эффективности оборудования нефтеперекачивающих станций, которые обеспечат безопасность технологических процессов, сотрудников производства и позволят сэкономить материальные ресурсы НПС.

Теоретическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в получении значительного объема теоретических и практических навыков, необходимых в процессе дальнейшей трудовой деятельности по специальности.

## Обзор литературы

Как в процессе проектирования новых НПС, так и при эксплуатации уже имеющихся, необходим поиск широкого спектра решений задач оптимизации. При проектировании систем НПС одной из главных задач является поиск оптимальных маршрутов для прокладки труб с обеспечением минимальных издержек в процессе строительства и эксплуатации системы. В зависимости от того, какие объемы нефти планируется перекачивать, осуществляется расчет рабочего давления системы и соответствующие ему диаметры труб. Монтируемое силовое оборудование представляет собой комплекс нефтеперекачивающих агрегатов, который может обладать существенно различными характеристиками. Из-за этого необходим оптимальный выбор проектируемой системы. При эксплуатации систем нефтепроводов необходим поиск оптимальных решений по транспортировке. Как правило, как распределительные, так и магистральные системы характеризуются существенной избыточностью возможных маршрутов транспортировки.

Как правило, участки магистральных трубопроводов характеризуются наличием нескольких параллельно идущих ниток, которые могут быть построены с применением различных технологий. В случае неполной загрузки участка не требуется использование всех ниток. Возможно работа одной либо нескольких ниток в режиме «на проход», то есть без включения силового оборудования.

Во-вторых, как распределительных, так и в магистральных системах имеется вероятность заикливания. Это позволяет при различных потокораспределениях на участках системы обеспечить необходимые объемы поставок. В обоих рассмотренных случаях необходимо осуществлять поиск оптимальных решений по потокораспределению в системе. В зависимости от поставленных задач могут варьироваться критерии оптимальности.

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кусанов А.В.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					21	99
Консульт.						НИ ТПУ гр.3-2Б5А		
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.						

В области оптимизации режимов транспортировки углеводородов основополагающая работа принадлежит М.Г. Сухареву и Е.Р. Ставровскому «Расчёты систем транспорта нефти и газа с помощью вычислительных машин». Эта работа представляет собой некоторое обобщение всех предшествующих работ. В этой книге рассмотрены задачи по оптимальному управлению и оптимальному развитию систем трубопроводов и НПС. Методы, рассмотренные в этой работе имеют широкое применение в настоящее время и сохраняют свою актуальность в процессе расчета систем НПС.

В работе Сухарева М. Г. и Ставровского Е.Р. с целью расчётов оптимального режима и оптимальной структуры системы транспорта предложено применение методов целенаправленного перебора вариантов (динамическое программирование). Из-за того, что большинство управляющих параметров процессов управления функционированием и управления развитием (диаметры труб, топология проектируемой системы) систем транспорта характеризуются дискретными областями изменения, для решения данных задач использование непрерывных методов оптимизации не применимо и возможно получение неадекватных результатов. В свою очередь, метод целенаправленного перебора вариантов не требует какого-либо начального приближения и с его помощью имеется возможность поиска глобального экстремума целевой функции. С целью его использования предлагается представление задач оптимального управления и управления развитием систем транспорта углеводородов как многошаговых процессов, к которым и применяется метод динамического программирования.

В процессе планирования режимов функционирования имеющихся НПС необходимо проведение стационарных расчётов. Однако в ряде случаев имеется необходимость моделирования переходных режимов, которые характеризуются значительной нестационарностью.

В работе Самойлова Р.В. «Математическое и программное обеспечение задач оптимального управления функционированием и развитием сетей и систем»

					Обзор литературы	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

для решения задач выбора оптимального нестационарного режима функционирования НПС рассматриваются алгоритмы оптимизационных расчётов нестационарных режимов. В этой работе также предлагается применение методов динамического программирования.

Широкое освещение вопросов технического обслуживания и содержания НПС получило в научной и литературе, и системе стандартов.

Системой технического обслуживания и ремонта НПС предусматривается организация работ, которые обеспечивают безопасность насосных агрегатов и трубопроводов при надлежащем уровне контроля, а также выбор рациональных методов предупреждения аварийных ситуаций.

Данная тематика имеет широкое освещение в огромном количестве научных трудов.

В работе Салюкова В.В. «Разработка технологических решений капитального ремонта и технического обслуживания НПС» обосновывается комплексный подход, который применяется для решения задач в процессе капитального ремонта и обслуживания НПС в условиях сложных инженерно-геологических обстоятельств. Автором разрабатывается концепция подготовки и принятия решений капитального ремонта в сложных инженерно-геологических условиях.

В работе «Совершенствование технологии очистки наружной поверхности труб при ремонте трубопроводов» Макаров С.С. рассматривает вопрос повышения качества очистки наружной поверхности труб и производительности на основе развития её технологических параметров в процессе капитального ремонта трубопроводов на НПС.

В работе Файзулин Р.Н. «Разработка методов определения мест неисправностей НПС и их ремонта» ставится цель по разработке методов определения местположений неисправности НПС, технологий аварийного ремонта без остановки перекачки для того, чтобы обеспечить безопасность при эксплуатации систем НПС.

Грачевым В.А. в работе «Организационно-технологические решения капитального ремонта НПС» решаются вопросы повышения надежности в процессе эксплуатации НПС путем формирования комплексных методологий по функционально-аналитическому обеспечению систем в процессе прогнозирования и реализации строительно-монтажных работ при капитальном ремонте.

					Обзор литературы	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



# 1. Аналитическое исследование характеристик нефтеперекачивающей станции и основных направлений повышения эффективности технологического оборудования

## 1.1 Исследование общих сведений и особенностей работы нефтеперекачивающей станции

Нефтеперекачивающая станция (НПС) является площадочным объектом магистрального трубопровода, предназначение которого заключается в приёме, накоплении, учёте и поддержании требуемого режима перекачки нефти/нефтепродуктов по магистральному трубопроводу [4]. НПС магистральных нефтепроводов подразделяются на головные и промежуточные. Головные НПС располагают в близости от нефтяных промыслов (МНП) или нефтеперерабатывающих заводов (МНПП). Они имеют следующее предназначение: приём нефти или нефтепродуктов и обеспечение их дальнейшей транспортировки по трубопроводу [14].

Все объекты, которые входят в состав перекачивающих станций, можно разделить на две группы:

1) Объекты технологического назначения, к ним относятся: насосные цеха; резервуарный парк; камеры пуска-приема очистных устройств; узлы предохранительных и регулирующих устройств; узлы переключения; узлы учета; технологические трубопроводы с площадками фильтров и камерами задвижек;

2) Объекты вспомогательного назначения, к ним относятся: сооружение по водоснабжению; понижающая электростанция; сооружения по отведению бытовых и промышленных стоков; котельная инженерно-лабораторный корпус; пожарное депо; узел связи; механические мастерские; мастерские контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики; гаражи; складские помещения.

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кусанов А.В.			Аналитические исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					25	99
Консульт.						НИ ТПУ гр.3-2Б5А		
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.						

На головных НПС происходят основные технологические операции: приём и учёт нефти, закачка нефти и нефтепродуктов в резервуарный парк для хранения, откачка нефти и нефтепродуктов в трубопровод; прием, запуск средств очистки и диагностики. Также в их пределах производят перекачки внутри объекта. На головных станциях проводят подкачку нефти из других источников поступления, например, с других трубопроводов. Таким образом, головные НПС выполняют ряд важных функций и занимают ключевое место во всей системе магистрального трубопровода.

Промежуточные НПС повышают давление транспортируемой среды в нефтепроводе, располагаясь по трассе в соответствии с гидравлическим расчетом. В отличие от головных НПС промежуточные могут не иметь в своём составе резервуаров, либо их вместительность значительно меньше. Отсутствуют на промежуточных НПС узлы учета, подпорная насосная [13].

Большая трудоёмкость и значительный объём работ при строительстве НПС магистральных нефтепроводов обуславливает наличие значительных экономических и трудовых затрат, а отсутствие развитой инфраструктуры в отдельных районах затрудняет привлечение трудовых ресурсов. Поэтому важнейшей задачей является снизить капитальные и эксплуатационные расходы на этапах строительства и эксплуатации НПС.

Применение блочно-комплектных, блочно-модульных и НПС открытого типа в некоторых случаях помогает решить данную проблему. Отсутствие на территории капитальных зданий, сооруженных из кирпича, бетона, железобетона; вхождение всего оборудования, технологических коммуникаций, КИП и автоматики в состав функциональных блоков, собранных в виде транспортабельных монтажных блоков, блок-боксов и блок-контейнеров отличает данные виды НПС от НПС стационарного типа.

В состав блочно-комплектных НПС входит набор отдельно стоящих блоков и блок-боксов, которые могут иметь технологическое, энергетическое и вспомогательно-функциональное назначение. Также в комплект входит общее

укрытие для магистральных насосных агрегатов с технологическими трубопроводами и вспомогательными системами.

Блочно-модульные НПС являются дальнейшим развитием блочно-комплектных насосных станций. На данных НПС весь комплекс оборудования группируется в блок-модули в соответствии с функциональными признаками. Все типы блок-модулей изготавливаются исключительно в заводских условиях. В случае блочно-модульных НПС отсутствуют отдельно стоящие блоки с индивидуальной системой жизнеобеспечения. Вместо них используются общие отапливаемые инвентарные укрытия необходимой площади.

## 1.2 Исследование технологического процесса перекачки нефти на НПС

Типовой нефтеперекачивающий комплекс с НПС состоит из:

- единых технологических блоков открытого типа – ЕТБ-1 и ЕТБ-2;
- блоков насосов для подачи деэмульгаторов;
- блоков для подготовки и дозирования ингибиторов коррозии;
- узлов печей;
- насосных внешней перекачки;
- концевых сепарационных установок (КСУ);
- узлов сбора аварийных, промдождевых и дренажных стоков, утечек, уловленной нефти;
- очистных сооружений сточных вод;
- насосных для подачи очистных стоков;
- резервуарного нефтяного парка;
- узлов учета нефти;
- противопожарной насосной станции с узлами приготовления пенораствора;
- блоков управления;
- факельной системы;
- операторного помещения;

- административно-бытовых корпусов;
- блоков управления задвижками.

Рассмотрим технологический процесс работы НПС. Технологическая схема работы приведена в графической части работы и на рисунке 1.1.

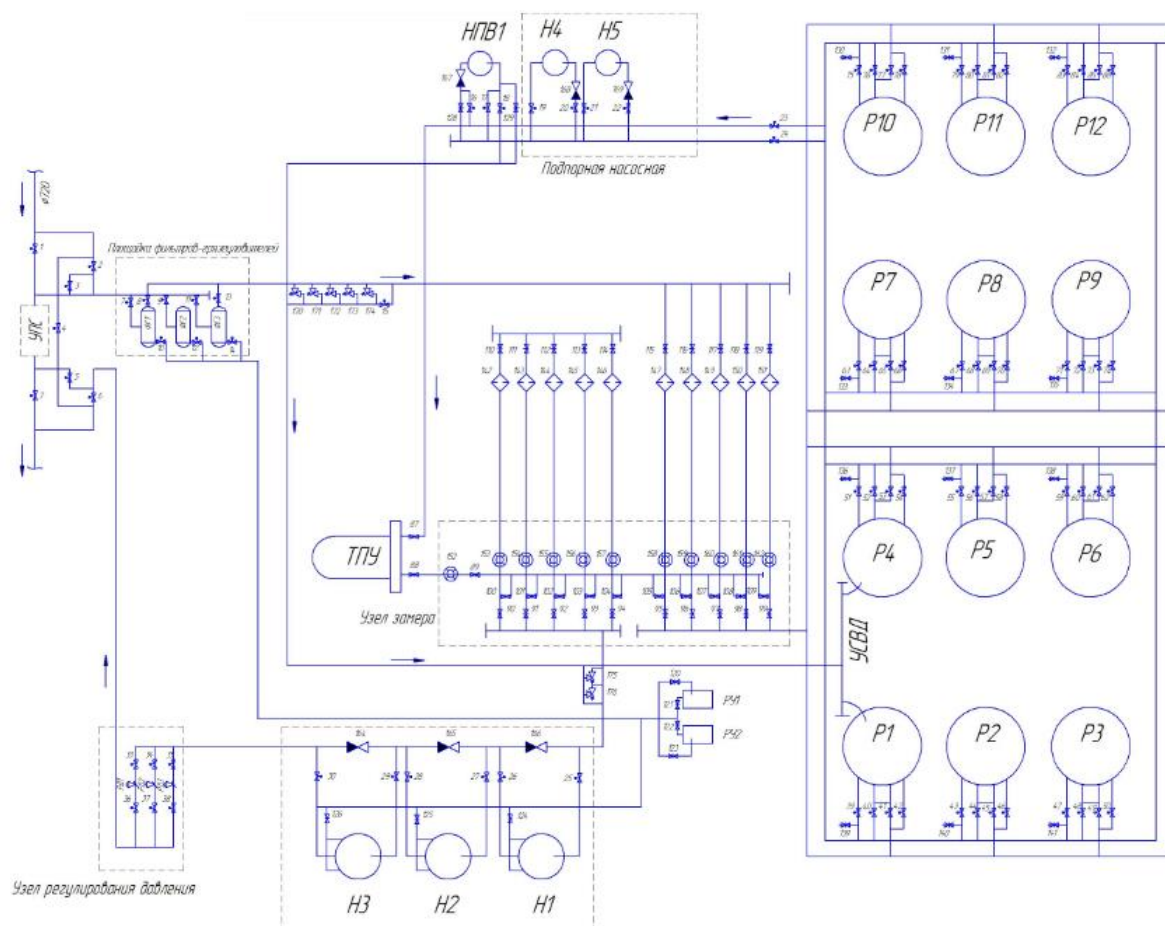


Рисунок 1.1 – Технологическая схема НПС

Обводненная нефть подается через трубопровод с ДНС в общий коллектор. Из коллектора при температуре 15-35 °С, давлении 0,6-0,9 МПа и максимальной обводненности до 80% нефть поступает на УПН. Далее двумя параллельными потоками сырая нефть подается на единый технологический блок ЕТБ-1,2.

При поступлении нефти, температура которой менее 30 °С, некоторая ее часть проходит процедуру предварительного подогрева, который осуществляется при помощи печей П-1/1-4.

После сепаратора С-1/1,2 нефть перекачивается в отстойник О-1/1-6. Для достижения необходимой степени обезвоживания отстойники включаются параллельно. Содержание пластовой воды в отстойниках сокращается от 80% до 10% веса.

После отстойников нефть перекачивается в электродегидраторы ЭГ-1/1-4 по общему коллектору.

Из отстойников О-1/1-6 и электродегидраторов ЭГ-1/1-4 пластовая вода перекачивается в очистные сооружения РВС-5000 по общему коллектору. С помощью насосов Н-9/3 в этот же резервуар с РВС-10000 6/1-4 подается подтоварная вода.

После КСУ по трубопроводам нефть перекачивается на приём насосов внутренней перекачки, и далее - в РВС-10000 № 6/3.

Через задвижки из резервуаров РВС-10000 из заборных трубопроводов нефть перекачивается в РВС-10000, а затем подается на приемную часть насосов внешней перекачки НВП 1-3.

На приемную часть НВП товарная нефть может поступать из сепараторов С-2/1-4 КСУ.

После насосов НВП происходит подача нефти на коммерческий узел учета (УУН).

Коммерческий УУН обеспечивает контроль характеристик перекачиваемой нефти. В его состав входят пять рабочих и одна регламентная линия, а также блок качества и специальная турбопоршневая установка.

Технологическая схема работы НПС приведена в графической части.

Основное направление движения нефти: камера фильтров, затем узел замера, затем резервуарный парк, затем подпорная насосная, затем насосная внешней перекачки, затем узел регулирования давления, затем магистраль.

					Аналитические исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Технологическая процедура перекачки нефти производится в соответствии с утвержденными картами технологических режимов и планом работы.

Основная схема технологического процесса перекачки - это перекачка с «подключенными резервуарами», либо «через резервуары».

Теперь исследуем работу насосной внешней перекачки нефти в составе НПС.

Насосная внешней перекачки наиболее ответственный и сложный объект установки подготовки нефти. Насосные агрегаты, входящие в состав насосной, закачивают товарную нефть в нефтепровод, конечной точкой которого является нефтеперерабатывающий завод. Нефтепроводы сооружаются для перекачки больших объемов нефти на десятки и тысячи километров, поэтому в голове трубы необходимо создавать высокое давление.

Насосная внешней перекачки выполнена в виде здания, внутри которого смонтированы насосные агрегаты и все необходимое оборудование. Все электрическое оборудование и двигатели выполнены во взрывозащищенном исполнении.

Основным технологическим оборудованием насосной являются насосные агрегаты, которые предназначены для перекачки нефти, нефтепродуктов, сжиженных углеводородных газов и других, сходных по физическим свойствам жидкостей.

В состав обвязки каждого насосного агрегата входят:

- приемные и нагнетательные трубопроводы;
- фильтры на приемных линиях;
- запорная арматура;
- обратные клапаны на нагнетательных линиях;
- трубопроводы дренажной системы с арматурой;
- система смазки подшипников насосов и двигателей маслом, состоящая из маслостанций и трубопроводов циркуляции масла с арматурой.

Маслостанция, в свою очередь, представляет собой насосный агрегат подачи масла и емкость хранения масла с трубопроводной обвязкой.

Оборудование и трубопроводы насосных блоков расположены в едином машинном зале. Все трубопроводы расположены внутри машинного зала.

Технические характеристики насосной внешней перекачки нефти в составе НПС приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Технические характеристики насосной внешней перекачки нефти

Наименование характеристики	Значение характеристики
Давление на входе, МПа	0-1,6
Давление на выходе, МПа	7,5
Рабочая среда	товарная нефть
Производительность станции, м <sup>3</sup> /ч	120...360
Количество основных насосов, шт	3
Количество вспомогательных насосов, шт	2
Температура рабочей среды, °С	+5...+50
Температура внутри блока, °С не ниже	5
Температура окружающей среды, °С	-50...+50
Степень огнестойкости, блока по СНиП 21-01-97	II, III, IV
Класс по взрывоопасности по ПУЭ	B1a
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ, ХЛ1

Состав насосной внешней перекачки нефти в составе НПС:

- насосные агрегаты;
- приемный и нагнетательный коллекторы с запорной арматурой;
- трубопроводы слива утечек;
- стойки приборные;

- системы освещения, вентиляции, контроля загазованности;
- датчики пожарной сигнализации;
- система водяного или электрического отопления;
- освещение блоков и электрооборудование;
- система пенного пожаротушения;
- грузоподъемные устройства для монтажа и демонтажа арматуры и деталей трубопроводной обвязки.

Тип применяемых насосов – НПС.

Применяются на предприятиях нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности и на других предприятиях, занимающихся распределением или использованием нефтепродуктов в условиях пожаро- и взрывоопасных производств с категориями взрывоопасных смесей воздуха с газами или парами ПА, ПВ, ПС с температурными классами Т1, Т2, Т3, Т4 во взрывоопасной зоне класса I.

Обозначение применяемых насосов - НПС 120/65-750.

Характеристики применяемых насосов:

- подача - 120 м<sup>3</sup>/ч;
- напор - 750 м;
- частота вращения - 3000 об/мин.;
- мощность двигателя - 400 кВт.

Общий вид насоса НПС 120/65-750 приведен на рисунке 1.2.

Смазка подшипников осуществляется жидкостным циркуляционным способом.

Для привода насоса применяются используются синхронные или асинхронные электродвигатели с частотой вращения 3000 об/мин, которые имеют взрывозащищенное исполнение. (уровень взрывозащиты – не менее 2ExdIIAT3).

					Аналитические исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



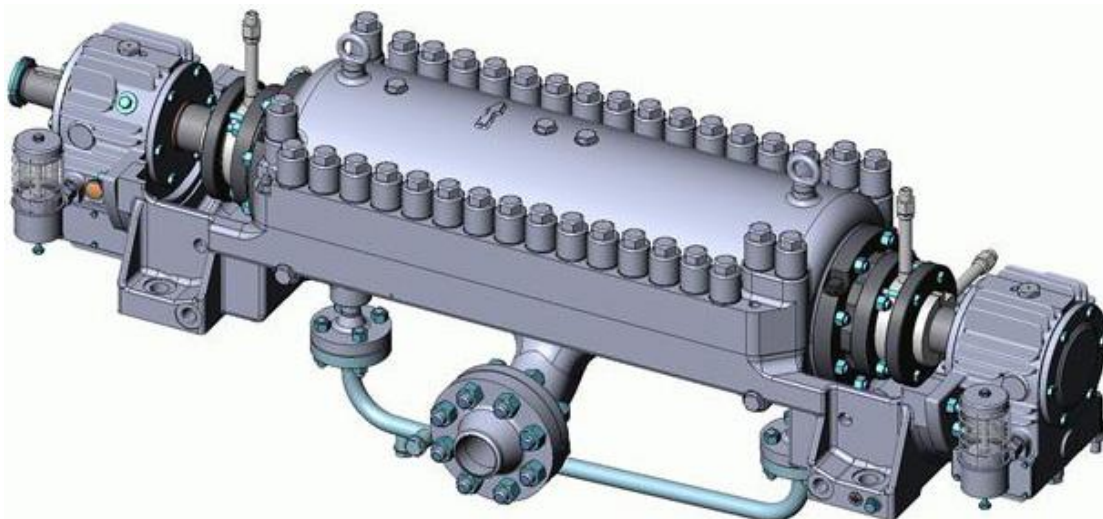


Рисунок 1.2 - Общий вид насоса НПС 120/65-750

Насосы оснащены защитой от «сухого хода» пропадаания одной из фаз, повышения или понижения питающего напряжения. Нефтяные насосы оснащаются датчиками температуры подшипников и обмотки электродвигателя, датчиками вибрации.

### 1.3 Технологические процессы в нефтепроводах НПС, вызывающие снижение эффективности

Причины снижения эффективности НПС можно разделить на несколько групп [15,18]:

1. Наличие механических неисправностей:
  - наличие дефектов изготовления, сборки и монтажа насосного агрегата;
  - дефекты, обусловленные износом насосного агрегата.
2. Наличие неисправностей в системе управления:
  - недопустимые режимы работы;
  - наличие неисправностей в системе электропитания;
  - наличие неисправностей в электродвигателе.
3. Наличие неисправностей в гидравлической системе:
  - неправильно подобран насос;
  - постоянное изменение параметров сети.

Особую опасность в случае погружных насосных установок представляет износ торцовых уплотнений. Вследствие этого вода может попасть в полость электродвигателя и вызвать повреждения в обмотках.

В этом случае наличия неисправностей в системе электропитания имеют место две группы неисправностей:

- наличие отклонений параметров сети от номинальных;
- неисправности, связанные с соединительными проводами.

В случае пониженного напряжения электропитания электродвигателем не развивается номинальная мощность. В процессе запуска насоса возможны срывы параметров. Броски и колебания напряжения, перекосы фаз (неравенство напряжений в различных фазах) могут быть причиной колебаний скорости вращения, повышенных вибраций электродвигателя и в худшем случае пробоя изоляционной обмотки.

Основные неисправности, которые связаны с соединительными проводами – это неправильный подбор кабеля (повышенное сопротивление), обрыв фаз, неправильное чередование фаз (реверс электродвигателя) [21].

При наличии повышенного сопротивления кабеля имеет место пониженное напряжение питания. При этом кабель, как правило, сильно нагревается, что приводит к повреждению изоляционного слоя и короткому замыканию.

В случае обрыва фазы двигатель продолжает работать. При этом происходит резкое возрастание токов в обмотках электродвигателя. Если в этом случае не срабатывает защита, происходит перегрев и разрушение изоляционных обмоток.

Направление вращения трехфазного электродвигателя зависит от порядка чередования фаз. В случае противоположного направления вращения имеет место значительное снижение параметров центробежных насосов и сильный перегрев. В вихревых насосных установках у шестеренных насосов происходит изменение направления потоков жидкости - из напорного патрубка во всасывающий [13].

Так же наиболее часто возникающие дефекты насосных установок – износы уплотнений, в результате чего происходит протекание рабочей среды. Это может быть очень опасным в процессе перекачки химически опасных или горючих жидкостей. В рассматриваемом случае уплотнительными узлами не определяется ресурс агрегата. Наиболее уязвимые узлы – это подшипники скольжения и качения. Из-за медленного процесса модернизации российской промышленности и из-за того, что возраст оборудования может достигать 20 лет, большое количество отказов объясняется износом насосов советского производства. [16].

Нефть, протекающая по нефтепроводу, является инерционной. Вследствие этого при любой плановой или спонтанной технологической операции, связанной с изменением режима транспортировки нефти, а именно с изменением скорости течения, имеет место появление дополнительных сил, которые действуют на жидкость и происходит возникновение колебаний давления. Необходимо учитывать, что наличие любого ускорения потока является причиной возникновения волны с пониженным давлением, а любое замедление потока является причиной волны повышенного давления. [3]

Рассмотрим технологические процессы в нефтепроводах, вызывающие снижение эффективности работы и неисправности.

#### 1. Остановка насосов на перекачивающих станциях.

При остановке насосных агрегатов волна повышенного давления начинает двигаться в направлении предыдущей перекачивающей станции. В процессе движения такой волны в нефтепроводе значение давления на отдельных участках может превышать величину несущей способности трубы, а это может стать причиной разрыва нефтепроводов. После прихода на предыдущую станцию данной волны величина давления на выходе станции резко возрастает. На линии нагнетания станции устанавливается система автоматического регулирования давления, ограничивающая давление на выходе ПС. Для ограничения давления системой прикрывается заслонка, установленная в линии нагнетания ПС. Од-

нако из-за инерции жидкости САР может не успеть сработать и давление не будет скомпенсировано. Следовательно, величина давления превысит предельно допустимую величину. В этом случае САР производит последовательное отключение насосов станции, что является причиной остановки перекачки. [9]

В это же время происходит движение волны пониженного давления в противоположном направлении относительно волны сжатия, в направлении перекачивающей станции, находящейся ниже по потоку. В некоторых случаях, процесс распространения волны разрежения может стать причиной снижения давления до упругости насыщенных паров нефти, в результате этого нефть вскипает и формируется самотечный участок, имеющий парогазовую полость. В нефтепроводах самотечные участки являются нежелательным эффектом, так как происходит уменьшение производительности перекачки. С приходом волны разрежения в линию всасывания ПС, появляется большая вероятность кавитационных процессов в насосных станциях. При возникновении кавитация система автоматического регулирования давления отключает станцию. Вследствие отключения одного или нескольких насосов на ПС возникает вероятность аварийной остановки перекачки нефти и каскадного отключения перекачивающих станций.

## 2. Запуск насосных агрегатов на перекачивающей станции.

В процессе включения насосных агрегатов величина давления в линии нагнетания возрастает, а в линии всасывания уменьшается. Включение насосных агрегатов ПС происходит поочередно. При этом величина увеличения давления в линии нагнетания станции и уменьшения давления в линии всасывания при пуске одного насоса составляет 0,5 - 1,0 МПа.

Величина давления в линии всасывания насосов для штатной работы не должна быть менее кавитационного запаса (определяется расходами нефти и маркой применяемых насосов). В процессе пуска насоса величина давления на входе станции может составлять меньше кавитационного запаса. Это может стать причиной возникновения аварийных остановок как насоса, так и всей перекачивающей станции. Также в процессе запуска насосных агрегатов, которые

					Аналитические исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

обладают высоким противодавлением, имеется вероятность того, что давление на выходе станции увеличится выше предельно допустимого значения, а это в свою очередь встанет причиной отключения одного насосного агрегата или всей ПС.[3]

### 3. Закрытие задвижки.

Задвижки представляют собой неотъемлемую часть оборудования на линейной части магистральных нефтепроводов. В зависимости от профиля нефтепровода они устанавливаются с интервалом 10 -30 км. Задвижки осуществляют остановку потоков нефти, перекрытие аварийных и ремонтируемых участков. В процессе закрытия задвижки перед ней происходит увеличение давления, а за ней - уменьшение. При этом каждая волна давления имеет свое направление распространения. Таким образом, волна повышенного давления движется к предыдущей ПС, а волна пониженного давления к ПС, которая расположена ниже по потоку.

Результатом прихода волн повышенного и пониженного давления является срабатывание на ПС системы автоматического регулирования и аварийной остановки нефтепровода. Задвижки обладают специфической особенностью гидравлического сопротивления, вследствие чего САР предыдущей ПС может не успеть снизить нагнетание, расход нефти в перекрытый участок нефтепровода, что может привести к разрыву трубы на каком-либо участке нефтепровода. [3]

### 4. Сброс и подкачка нефти на магистральном трубопроводе.

Очень часто магистральные нефтепроводы проходят в районах нефтедобычи и вблизи нефтеперерабатывающих заводов. В связи с этим организуют подкачку и сброс на магистральном нефтепроводе, для перекачки добываемой на промыслах нефти и для снабжения НПЗ нефтью.

В результате закачки нефти в нефтепровод образуется волна повышенного давления, распространяющаяся вниз и вверх по потоку нефти. Как только такая волна придет на предыдущую по потоку перекачивающую станцию произойдет

					Аналитические исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

повышение давления в линии нагнетания станции. Увеличившееся давление может превысить несущую способность нефтепровода и вызвать разрыв трубы. [6]

#### 5. Заполнение самотечного участка.

Магистральные нефтепроводы часто прокладываются по местностям с большим перепадом высот. В таких нефтепроводах возможно образование самотечных участков. В перевальной точке давление снижается ниже упругости насыщенных паров жидкости и происходит вскипание нефти. Это является основной причиной, по которой возникают самотечные участки в нефтепроводе. В самотечном участке нефть движется неполным сечением, верхняя часть нефтепровода заполнена парами нефти и выделившимися из нее газами, а по нижней части трубы течет нефть. Обычно самотечные участки возникают после перевальной точки и протяженность таких участков может составлять несколько километров.

Постепенно внутренняя полость магистрального нефтепровода начинает заполняться, самотечные участки уменьшаются по длине, самотечный режим перекачки переходит в режим перекачки полным сечением трубопровода. При этом скорость потока до самотечного участка и после различаются: до самотечного участка скорость выше, чем после него. Во время исчезновения самотечного участка два потока встречаются с разными скоростями, и в сечение нефтепровода происходит увеличение давления. Распространяясь по внутренней полости трубы, волна давления может превысить несущую способность нефтепровода, что в свою очередь приведет к аварийной остановке перекачки, разрыву трубы. [3]

#### 6. Отраженные волны.

Выше были описаны случаи, когда в МН возникают волны пониженного и повышенного давления, которые распространяются в обоих направлениях по нефтепроводу. В процессе движения по нефтепроводу волна давления испытывает отражение от различных препятствий. Отраженные волны обладают как большей, так и меньшей амплитудой падающей волны. Вместе с этим сама волна

способна изменять знак, другими словами волна разрежения давления может стать волной повышенного давления и наоборот. Например, в процессе отражения от свободной поверхности жидкости в резервуаре волны повышенного давления она преобразуется в волну разрежения и имеет такую же амплитуду. Но если такая же волна отражается от тупика, то ее амплитуда удваивается. Отраженные волны повышения и понижения давления могут являться причиной аварийных отключений перекачивающей станции вследствие чрезмерного увеличения на выходе ПС давления или понижения на входе.

После рассмотрения технологических процессов, можно сделать вывод, о том, что большинство технологических операций управления нефтепроводом являются нестандартными и могут стать причиной аварийных ситуаций, разрыва нефтепроводов и разлива нефти. Именно поэтому нефтепроводы должны быть оборудованы системами защиты, которые непрерывно усложняются вследствие усложнения методов и систем перекачки. В настоящее время наметилась тенденция стабильного роста объемов перекачки, а, следовательно, и тенденция увеличения рабочих давлений. Вместе с этим прокладка нефтепроводов осуществляется в сложных климатических и природных условиях. Все это делает задачу разработки систем защиты еще более актуальной. [6]

#### **1.4 Методы оценки эффективности насосного оборудования НПС**

С целью оценки эффективности насосного оборудования НПС необходимо проводить его периодическое диагностирование.

Под техническим состоянием объекта понимают состояние, характеризующее в конкретный момент времени и в определенных внешних условиях значениями параметров, соответствующих технической документацией на данный объект.

Контролем технического состояния технологического оборудования является проверка соответствия текущих значений параметров их проектных значений, измененных в процессе эксплуатации. современная концепция, основанная

на принципе надежности трубопровода по контролю его технического состояния, подразумевает проведение диагностирования технического состояния и на его основе – оценку остаточного ресурса объекта контроля.

Техническое состояние трубопровода характеризуется определенными параметрами, отвечающими за работоспособное состояние трубопровода и его эффективное функционирование. К контролируемым в процессе оценки технического состояния параметрам относятся: герметичность трубопровода; толщина стенки; геометрия трубопровода; состояние изоляционного покрытия; пространственное положение трубопровода.

В основу оценки технического состояния трубопроводов положена гипотеза о возникновении аварии или инциденте (отказе) оборудования при наличии дефекта по причине наступления одного из следующих шести возможных предельных состояний:

- снижение (спад) несущей способности конструктивных элементов трубопровода;
- риск аварии или инцидента в результате негативного воздействия на охранную зону;
- несанкционированное повреждение или прокол конструктивных элементов трубопровода.

Диагностика насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций по вибрационным параметрам – один из самых эффективных и точных методов определения их технического состояния. В процессе длительной эксплуатации насоса происходит износ подшипников, что приводит к высоким уровням вибрации агрегата. Дальнейшая работа при таком режиме обязательно приведет к потере полезной мощности, падению КПД насоса и к негативному влиянию на состояние технологической обвязки. Вибродиагностика помогает избежать всех этих проблем.



Вибродиагностика позволяет определять недопустимые значения уровня вибрации, влияющего на работоспособное состояние оборудования. Стационарная система вибродиагностики способна не только постоянно контролировать состояние насосного агрегата, но и определять качество его монтажа.

Всё это делает возможным своевременное выявление дефектов и позволяет принять предупредительные меры, чтобы предотвратить внезапную поломку насосов. Такого рода подход к ремонту и обслуживанию рабочих агрегатов значительно сокращает затраты на капитальный ремонт и увеличивает срок межремонтной эксплуатации насосного оборудования на 20- 30%.

Международные стандарты определяют требования к измерительным приборам и методику их проведения. Так, вибромониторинг насосного оборудования выполняется с опорой на международный ГОСТ ИСО 10816, а по отечественному стандарту ГОСТ 32106-2013 проводится вибродиагностика центробежных насосов.

Портативная виброаппаратура применяется в случае временного отсутствия стационарных устройств контроля или при необходимости в получении дополнительной информации об уровне вибрации, возникающей в технологической обвязке. Вибрация замеряется портативной аппаратурой только в строго установленных отмеченных маркером местах, предварительно зачищенных от грязи, пыли и краски. Измерение осевой и горизонтальной составляющих вибрации проводят ниже оси вала насоса на 2-3 мм по середине длины вкладыша. Вертикальная составляющая измеряется на крышке подшипника (верхняя часть) на середине вкладыша (рисунок 1.3).

Жесткость крепления рамы агрегата к фундаменту определяется как при плановом, так и при неплановом виброконтроле на всех креплениях или в их области на расстоянии не более 10 см от них.

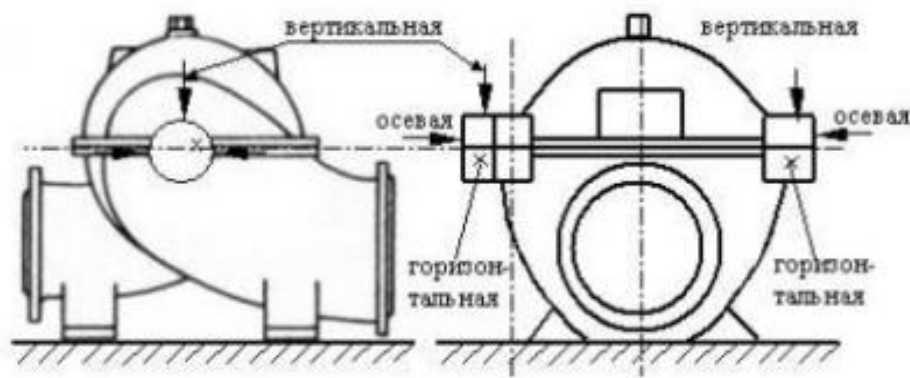


Рисунок 1.3 – Места измерения вибрации на насосном агрегате

При проведении диагностики виброаппаратура должна удовлетворять требованиям ГОСТ ИСО 2954. Кроме аппаратуры для измерения среднего квадратичного значения вибрации широко применяется универсальная виброанализирующая аппаратура с опцией измерения спектральных составляющих вибрации и амплитудно-фазовых характеристик [8].

Параметры, по которым производится анализ технического состояния оборудования и вибродиагностика:

- Допустимый уровень вибрации. Проводится сравнение максимального уровня вибрации с допустимым значением.
- Скорость изменения вибрации относительно базовой характеристики. Проводится сравнительный анализ изменения скорости СКЗ виброскорости с базовыми характеристиками, полученными после 72-х часовой обкатки нового насосного агрегата или после его ремонта.
- Спектральные характеристики. Проводится анализ зависимости амплитуды вибрации от частот, отнесенных к определенным дефектам или специальным спектральным функциям

Работоспособность насосных агрегатов определяют при оперативной, плановой и неплановой вибродиагностике. Оперативный диагностический контроль позволяет проводить постоянный мониторинг уровня вибрации насосного агрегата с возможностью регистрации информации о величине вибрации. Проводится оператором НПС с периодичностью два часа визуально по показаниям

					Аналитические исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

КИП. Показания заносятся в ведомость оперативных диагностических контролей.

Для каждого насоса продолжительность между плановыми диагностическими контролями определяется путем прогнозных оценок предыдущего диагностического контроля, срока службы и показателей надежности данного насоса согласно РД 153-39ТН-008-96.

Плановый контроль осуществляется специалистами по вибродиагностике в соответствии с графиками диагностических контролей.

Внеплановый контроль проводится специалистами по вибродиагностике для выявления неисправностей насоса в следующих случаях:

- резкое изменение параметрических характеристик, не связанное с изменением режима перекачки;
- превышение интенсивности вибрации, приведенной к номинальному режиму перекачки, в любой из контролируемых точек на 6,0 мм/с для основных и подпорных насосов или величину, равную 0,9 от предельно допустимого значения - для вспомогательных насосов;
- превышение интенсивности вибрации базового значения в два раза;
- превышение интенсивности вибрации на лапах корпуса насоса 1,8 мм/с;
- внезапное изменение вибрации на 2 мм/с от любого предшествующего измеренного уровня виброскорости на подшипниковой опоре при установившемся режиме перекачки;
- изменение температуры подшипников на 100°С относительно базового значения в определенных климатических условиях (зима, лето).

В состав внепланового диагностического контроля включены работы по плановому контролю, а также проверке в зависимости от результатов оперативного диагностического контроля и характера отклонений измеряемых величин:

- регулировка центровки агрегата;
- анализ технического состояния соединительных муфт;
- ремонт подшипниковых узлов и осмотр деталей, контроль затяжки гаек;

					Аналитические исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

- разборка и осмотр деталей торцовых уплотнений;
- измерение и анализ спектральных составляющих виброскоростей в дополнительных точках согласно методике по вибродиагностике для выявления причин повышенной вибрации и объемов ремонтных работ.

Оформление результатов внепланового диагностического контроля проводится таким же образом, как и в случае планового диагностического контроля.

Оценка вибросостояния конкретного насоса осуществляется в соответствии режимами его работы (подачи). С этой целью фиксируются значения вибрации при работе на нескольких эксплуатационных режимах в начальные периоды эксплуатации нового насоса или после его ремонта. По этим замерам строятся зависимости вибрации от подачи насоса.

Для каждого конкретного агрегата и его рабочего колеса строится тренд (рисунок 1.4). На его основании осуществляется прогноз величины остаточного ресурса.

Процедура прогнозирования остаточного ресурса агрегата на основе данных об изменении уровней вибрации заключается в экстраполяции найденного тренда и определения момента пересечения его с линией предельного состояния. При увеличении количества проведенных наблюдений повышается уровень точности прогноза.

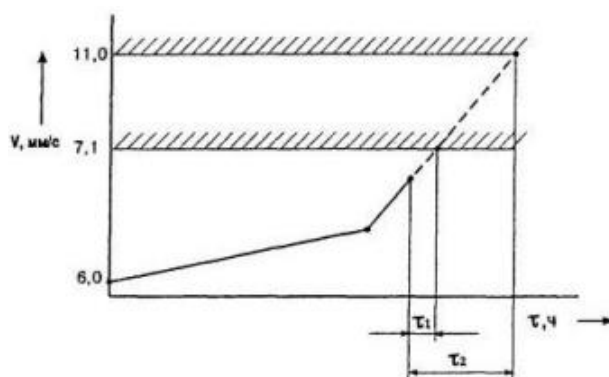


Рисунок 1.4 – График изменения среднего квадратичного значения виброскорости в зависимости от наработки

С целью получения более достоверной оценки технического состояния и остаточного ресурса отдельных деталей или узлов необходимо также построить тренд по основным спектральным составляющим, которые указывают наличие возможных дефектов насосных агрегатов. Полученный тренд применяется только до вывода в ремонт или до замены рабочего колеса.

## Выводы

Первая глава выпускной квалификационной работы посвящена аналитическому исследованию характеристик нефтеперекачивающей станции и основных направлений повышения эффективности технологического оборудования. В данной главе произведено исследование общих сведений и особенностей работы нефтеперекачивающих станций, а также технологических процессов перекачки нефти на НПС. В первой главе подробно исследованы технологические процессы в нефтепроводах НПС, вызывающие снижение эффективности. К таким процессам следует отнести остановку насосов, запуск насосных агрегатов на перекачивающей станции, закрытие задвижки, сброс и подкачка нефти на магистральном трубопроводе, заполнение самотечного участка. Данные технологические процессы подробно рассмотрены во второй главе работы.

Так же исследованы основные методы технического диагностирования оборудования.

					Аналитические исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

## 2. Разработка практических рекомендаций по повышению эффективности оборудования нефтеперекачивающей станции

### 2.1 Расчет технических параметров насосного оборудования в условиях эксплуатации на НПС

Для определения расчётной плотности нефти необходимо определить температурную поправку:

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293} = 1,825 - 0,001315 \cdot 852 = 0,705 \text{ кг/(м}^3 \cdot \text{K)},$$

$\rho_{293}$  – плотность нефти при 293К, кг/м<sup>3</sup>.

Расчетная плотность нефти при температуре  $T = T_p = 273 + 10 = 283\text{K}$  определяем по формуле:

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T) = 852 + 0,705 \cdot (293 - 283) = 859 \text{ (кг/м}^3 \text{)}.$$

Кинематическую вязкость нефтепродукта при заданной температуре определяем по формуле Вальтера:

$$\lg \lg(\nu_T + 0,8) = A_v + B_v \cdot \lg T,$$

где  $\nu_T$  – кинематическая вязкость нефти, мм<sup>2</sup>/с;

$A_v$  и  $B_v$  – постоянные коэффициенты, определяемые по двум значениям вязкости  $\nu_1$  и  $\nu_2$  при двух температурах  $T_1$  ( $T_1 = 273 + 50 = 323\text{K}$ ) и  $T_2$  ( $T_2 = 273 + 20 = 293\text{K}$ ):

$$B_v = \frac{\lg \left[ \frac{\lg(\nu_2 + 0,8)}{\lg(\nu_1 + 0,8)} \right]}{\lg T_2 - \lg T_1} = \frac{\lg \left[ \frac{\lg(2,49 + 0,8)}{\lg(10,76 + 0,8)} \right]}{\lg 323 - \lg 293} = -7,39;$$

$$A_v = \lg \lg(\nu_1 + 0,8) - B_v \cdot \lg T_1 = \lg \lg(10,76 + 0,8) - (-7,39) \cdot \lg 293 = 18,257;$$

Определяем расчетную вязкость, выразив её из формулы:

$$\nu_T = 10^{10^{A_v + B_v \cdot \lg T}} - 0,8 = 10^{10^{(18,257 - 7,39 \cdot \lg 283)}} - 0,8 = 22,9 \text{ мм}^2 / \text{с}.$$

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кусанов А.В.			Расчетная часть	Лит.	Лист
Руковод.		Зарубина О.Н.					46
Консульт.							99
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.				НИ ТПУ гр.3-2Б5А	

Выбор насосного оборудования нефтеперекачивающих станций производится исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, определяемой при  $\rho = \rho_T$  по формуле:

$$Q = \frac{G_T \cdot k_{нп}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} \cdot 10^9 = \frac{55 \cdot 1,07}{24 \cdot 350 \cdot 859} \cdot 10^9 = 5634,71 (\text{м}^3 / \text{ч}) ,$$

где  $G_T$  – годовая (массовая) производительность нефтепровода, млн. т/год;

$\rho$  – расчетная плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$N_p$  – расчетное число рабочих дней в году, согласно, принимаем  $N_p = 350$  суток.

$k_{нп}$  – коэффициент неравномерности перекачки,  $k_{нп} = 1,07$ .

В соответствии с расчетной часовой производительностью выбираем насосы: подпорный насос НПВ 5000-120 и магистральные НМ 10000-210.

По напорным характеристикам насосов вычисляем рабочее давление (МПа) из условия:

$$P = \rho \cdot g \cdot (h_n + m_m \cdot h_m) \cdot 10^{-6} \leq P_{доп},$$

где  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения;

$h_n, h_m$  – соответственно напоры, развиваемые подпорным и магистральным насосами при расчетной производительности нефтепровода;

$m_m$  – число работающих магистральных насосов на нефтеперекачивающей станции;

$P_{доп} = 6,4 \text{ МПа}$  – допустимое давление запорной арматуры.

На магистральных нефтепроводах используется арматура, относящаяся к группе среднего давления ( $P = 1,6 - 6,4 \text{ МПа}$ ).

Корпуса насосов марок НМ и НПВ рассчитаны на предельное рабочее давление 7,4 МПа.

Произведем проверку запаса рабочего давления.

Для варианта НПВ 5000-120 с  $D_2 = 645 \text{ мм}$  и НМ 10000-210 ( $0,5 \cdot Q_n$ ) с  $D_2 = 475/455$ :

$$h_n = a - b \cdot Q^2 = 151,8 - 1,276 \cdot 10^{-6} \cdot 5634,71^2 = 111,3 \text{ м};$$

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$h_m = a - b \cdot Q^2 = 265.0 - 2.0560 \cdot 10^{-6} \cdot 5634,71^2 = 198,56 \text{ м}$$

$$P = 859 \cdot 9,81 \cdot (111,3 + 3 \cdot 198,56) \cdot 10^{-6} = 5,9 \text{ МПа},$$

$$P = 5,9 \text{ МПа} \leq P_{\text{дон}} = 6,4 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется, в этом варианте запас рабочего давления более 10%.

В ходе выполнения технологического расчета определены такие параметры, как плотность перекачиваемой нефти, расчетная вязкость. На основе полученных значений произведен выбор подпорного насоса НПВ 5000-120 и магистрального насоса НМ 10000-210.

В завершении расчета, произведена проверка запаса рабочего давления, исходя из которой запас рабочего давления – более 10%.

## 2.2 Автоматизация и оптимизация работы насосного оборудования НПС

### 2.2.1 Разработка структуры системы автоматизации НПС

Основные функции разрабатываемой АСУТП НПС:

- управление технологическим оборудованием;
- контроль и регулирование техническими параметрами;
- защита объекта противоаварийная – осуществляет контроль помещений насосной, производит контроль случаев возгорания; сигнал с системы поступают в операторскую, на пост дежурному пожарной охраны, на специальные устройства оповещения;
- контроль загазованности – производится контроль помещений на предмет присутствия паров нефти; сигналы с данной системы передаются на пульт оператора, а также на противоаварийную автоматику;
- контроль вибрации – производится контроль вибрацию насосных установок; сигналы с системы передаются на пульт оператора, а также противоаварийную автоматику;
- осуществляет управление подачей электрической энергии к насосной и противоаварийную защиту;
- выдача сигнала о возникновении аварийной ситуации на пульт оператора;

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- реализация программного управления и функций поддержания заданных режимов;

- непрерывный мониторинг состояния оборудования и всех технологических параметров процесса;

- выявление в процессе работы неисправностей и отказов оборудования;

- контроль готовности к пуску насосных установок;

- контроль режима работы и защиты насосных установок;

Базовыми требованиями к системе автоматизации являются:

– время, в течение которого происходит обработка сигналов и выдача на пульт оператора сообщений, должно быть не более 2 секунд;

– время, в течение которого происходит обновление кадров на дисплее оператора и регистрация сообщений, должно быть не более 2 секунд;

– время, в течение которого оборудование сохраняет свою работоспособность в случае пропадания напряжения питания, должно составлять не менее 1 часа;

– назначенный срок службы системы автоматизации – десять лет.

Для выполнения вышеперечисленных объемов автоматизации следует использовать многоуровневую систему автоматизации.

В состав нижнего уровня системы автоматизации входят:

- вторичные преобразователи и датчики, которые обеспечивают формирование как аналоговых, так и дискретных входных электрических сигналов системы автоматизации;

- показывающие приборы, которые могут быть установлены как непосредственно на технологическом оборудовании, так и по месту;

- органы управления из состава технологических объектов управления.

В составе среднего уровня имеется контроллер с необходимым ПО. Данный контроллер выполняет управление и обработку информации. Основной

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

задачей контроллера является анализ информации о состоянии объекта управления. Контроллером осуществляется обработка принятой информации, мониторинг достоверности и правильности данных, а также подготовка информации перед ее передачей на верхний уровень.

Совместно с функциями по сбору и преобразованию информации и управлению объектами, в соответствии с полученными данными о состоянии объекта, контроллером осуществляются операции по управлению, которые поступают непосредственно с пульта оператора. Тем самым осуществляется управление объектом по определенному алгоритму. Весь объем собранной информации контроля состояния объекта хранится в определенной области памяти контроллера. Эта информация доступна для передачи ее на верхние уровни.

В состав верхнего уровня системы автоматизации входит автоматизированное рабочее место оператора-технолога (АРМ ОТ), которое расположено в операторной.

Рабочее место оператора (АРМ) выполняет следующие функции:

- оперативность предоставления полного объема данных, содержащего информацию о рабочем процессе в форме числовых значений технологических параметров, индикацию состояния оборудования, сообщения операторов;
- отображение состояния и параметров с выдачей сообщений, содержащих всю необходимую информацию о контролируемых параметрах;
- архивация значений контролируемых параметров;
- индикация граничных значений контролируемых параметров;
- звуковая сигнализация, оповещающая о наличии предаварийных ситуаций и т.п.

В состав АРМ оператора входит рабочая станция, которая представляет собой персональный компьютер, выполненный в промышленном исполнении.

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оператором с рабочей станции осуществляется управление объектом, контроль его состояния, ведение журнала, в котором фиксируются все действия диспетчера и изменения состояния объекта. Программа протокол выполняет функции журнала.

Оператор имеет возможность непосредственного управления всеми объектами в целом и корректировки режимов работы. Данный уровень осуществляет контроль состояния всех объектов и управление насосной станцией.

Затем сигналы предаются в микроконтроллер, который входит в состав системы управления. Далее согласно алгоритму управления формируются сигналы управления для тех или иных исполнительных механизмов.

Блок предохранителей исполнительных устройств выполняет функцию защиты от возможных коротких замыканий.

Выбор средств автоматизации осуществляется в соответствии с особенностями технологического процесса и его параметрами. В процессе выбора средств автоматизации учитываются следующие факторы: пожаро- и взрывоопасность, степень агрессивности и токсичности среды, число параметров, которые участвуют в процессе управления, дальность передачи сигналов информации и управления, требуемая точность.

В процессе выбора приборов по функциональному признаку, необходимо принимать во внимание требования, которые предъявляются к качеству аппаратуры, а также стоимость данной продукции.

Общая функциональная схема разрабатываемой системы управления приведена на рисунке 2.1.

Одним из показателей качества для средств измерения является класс точности.

В соответствии с правилами технической эксплуатации нефтепроводов, класс точности устанавливается на приборы:

- для измерения давления (манометры) – класс точности 0,5;
- для преобразования давления – класс точности 0,6;

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

- для измерения температуры – класс точности 0,5;
- для преобразования температуры – класс точности 1,0;
- для измерения электрических параметров (напряжение, сила тока, мощность) – класс точности 2,5.

В случае средств контроля вибрации, пределы допускаемой приведенной основной погрешности составляют  $\pm 10,0\%$ ;

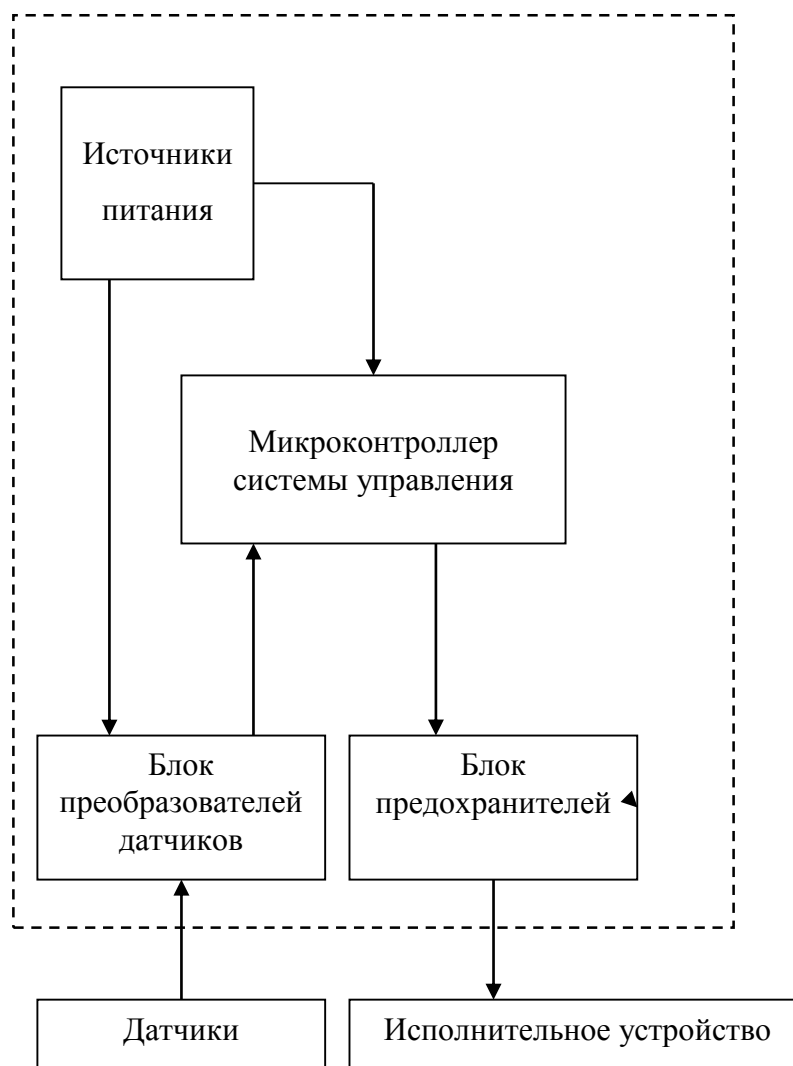


Рисунок 2.1 – Общая структурная схема АСУТП

В процессе выбора вторичных приборов и датчиков для совместной работы, их необходимо подбирать таким образом, чтобы входной сигнал вторичного прибора и выходной сигнал датчика были согласованы.

## 2.2.2 Обоснование и выбор технических средств автоматизации НПС

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы был произведён анализ специальных технических средств, необходимых для организации системы автоматизации.

Датчик избыточного давления должен охватывать диапазон изменения давления (0-6) МПа, обладать погрешностью измерений не выше  $\pm 0,5\%$ , а так же иметь возможность подключаться по HART-протоколу.

Основные характеристики этих датчиков приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Перечень основных технических характеристик датчиков измерения давления

№	Наименование прибора/датчика	Диапазон измерения	Выходной сигнал	Класс точности	HART-протокол	Завод-изготовитель
1	EJX530A(C)	0.1-10МПа	4-20 мА	0,8	Да	ПГ «Тюмень-прибор»
2	Метран 150TG	0,1-4МПа	0-5 мА; 4-20 мА	0,5	Нет	ПГ «Тюмень-прибор»

На основе сравнительного анализа двух вышеназванных датчиков был выбран датчик EJX530(C), потому что у этого датчика шире диапазон измерения и имеется возможность подключения с использованием HART-протокола. Необходимое количество датчиков – 4 шт.

Датчик перепада давления должен охватывать диапазон изменения давления (0,1 – 3) МПа и обладать погрешностью измерений не выше  $\pm 0,5\%$ . Для измерения перепада давления на регулирующем органе, на фильтрах-грязеуловителях был выбран датчик перепада давления. Были рассмотрены датчики EJX438A(A) и Метран-150 CD. Основные характеристики этих датчиков приведены в таблице 2.2.

На основе сравнительного анализа двух датчиков был выбран датчик EJX438A(A), потому что у него шире диапазон измерения и имеется возможность подключения с использованием HART-протокола. Необходимое количество датчиков – 2 шт.

Таблица 2.2 - Перечень основных технических характеристик датчиков измерения перепада давления

№	Наименование прибора/датчика	Диапазон измерения	Выходной сигнал	Класс точности	HART-протокол	Завод изготовитель
1	EJX438A(A)	0,1-3,5МПа	4-20 мА	0,4	Да	ПГ «Тюмень-прибор», г. Тюмень
2	Метран-150CD	100...100К Па	4-20 мА	0,2	Нет	«Тюмень-прибор», г. Тюмень

Были рассмотрены датчики УЗС–107 И и УР с акустической системой АС (тип1).

Основные характеристики этих датчиков приведены в таблице 2.3.

На основе сравнительного анализа двух датчиков был выбран сигнализатор уровня УЗС107И. Необходимое количество датчиков – 2 шт.

Таблица 2.3 - Перечень основных технических характеристик датчиков контроля и сигнализации предельных значений уровня

№	Наименование прибора/датчика	Диапазон измерения	Выходной сигнал	Класс точности	HART-протокол	Завод изготовитель
1	УЗС –107 И	0-6000 мм	24В	0,8	Да	ООО «Урал-ТехноРесурс»
2	УР с АС(тип 1)	0-5100мм	24В	0,7	Да	ООО «Современные приборы»

Были рассмотрены датчики ССС-903 и СТМ-30.

Основные характеристики этих датчиков приведены в таблице 2.4.

На основе сравнительного анализа был выбран датчик СТМ-30, так как у него имеется возможность подключения с использованием HART-протокола. Необходимое количество датчиков – 4 шт.

Таблица 2.4 - Анализ основных технических характеристик датчиков контроля взрывоопасных концентраций паров нефти

№	Наименование прибора/датчика	Диапазон измерения	Выходной сигнал	Класс точности	HART-протокол	Завод Изготовитель, цена
1	СТМ-30	0-50, % НПВ	24В	1	Да	ОАО «Аналитприбор»
2	ССС-903	0-50, % НПВ	24В	1	Нет	ОАО «Аналитприбор»

Были рассмотрены ДМ 2010 и ЭКМ-1У. Основные характеристики этих датчиков приведены в таблице 2.5.

На основе сравнительного анализа двух датчиков был выбран электроконтактный манометр ДМ-2010, так как у него имеется возможность подключения с использованием HART-протокола. Необходимое количество датчиков – 8 шт.

Таблица 2.5 - Перечень основных технических характеристик датчиков сигнализации предельных значения давлений на входе и выходе насосной

№	Наименование прибора/датчика	Диапазон измерения	Выходной сигнал	Класс точности	HART-протокол	Завод изготовитель
1	ДМ-2010	0-1,6; 4; 6 МПа	24В	0,5	Да	ООО «БалтКиП»
2	ЭКМ-1У	0-5МПа	24В	0,5	Нет	ООО «БалтКиП»

Для измерения температуры обмоток, корпусов, подшипников электродвигателей и насосных агрегатов был выбран термопреобразовател сопротивления. Были рассмотрены термопреобразователи ТСП 245 и

Rosemount 644. Основные характеристики этих датчиков приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Перечень основных технических характеристик датчиков измерения температуры обмоток, корпусов, подшипников электродвигателей и насосных агрегатов

№	Наименование прибора/датчика	Диапазон измерения	Выходной сигнал	Класс точности	HART-протокол	Завод изготовитель
1	ТСП245	-50-180°C	4-20 мА	0,5	Да	ООО «Эталон»
2	Rosemount 644	-100...300 °C	4-20 мА	0,5	Нет	ООО «Эталон»

На основе сравнительного анализа двух датчиков выбран датчик ТСП245, так как у него имеется возможность подключения с использованием HART-протокола. Необходимое количество датчиков – 3 шт.

Были рассмотрены ТСПУ Метран-276-Exia и термопреобразователь Rosemount 248. Основные характеристики этих датчиков приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Перечень основных технических характеристик датчиков измерения температуры нефти на приеме, выходе НВП

№	Наименование прибора/датчика	Диапазон измерения	Выходной сигнал	Класс точности	HART-протокол	Завод изготовитель
1	ТСПУ Метран 276	0-500 °С	4-20 мА	0,2	Да	ПГ «Метран», г. Челябинск
2	Rosemount 248	-200-300	4-20 мА	0,5	Нет	ПГ «Метран», г. Челябинск

На основе сравнительного анализа двух датчиков был выбран датчик ТСПУ Метран-276-Exia, так как у него имеется возможность подключения с использованием HART-протокола. Необходимое количество датчиков – 3 шт.

Для контроля вибраций насосов и электродвигателей был выбран датчик вибраций. Были рассмотрены датчики ИВД-2 и ДВП. Основные характеристики этих датчиков приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Характеристики датчиков контроля вибраций насосов и электродвигателей

№	Наименование прибора/датчика	Диапазон измерения	Выходной сигнал	Класс точности	HART-протокол	Завод изготовитель
1	ИВД-2	0-16мм;	24В	1	Да	«ProSoft»
2	ДВП	0-500мкм	24В	1	Нет	«Энергогазприбор»

На основе сравнительного анализа двух датчиков был выбран датчик ИВД-2, так как у него имеется возможность подключения с использованием HART-протокола. Необходимое количество датчиков – 4 шт.

Все рассмотренные датчики имеют маркировку взрывозащиты Ex ia, которое допущено к применению на объектах с повышенным риском взрыва.

Структурная схема взаимодействия датчиков системы управления приведена на рисунке 2.2.

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



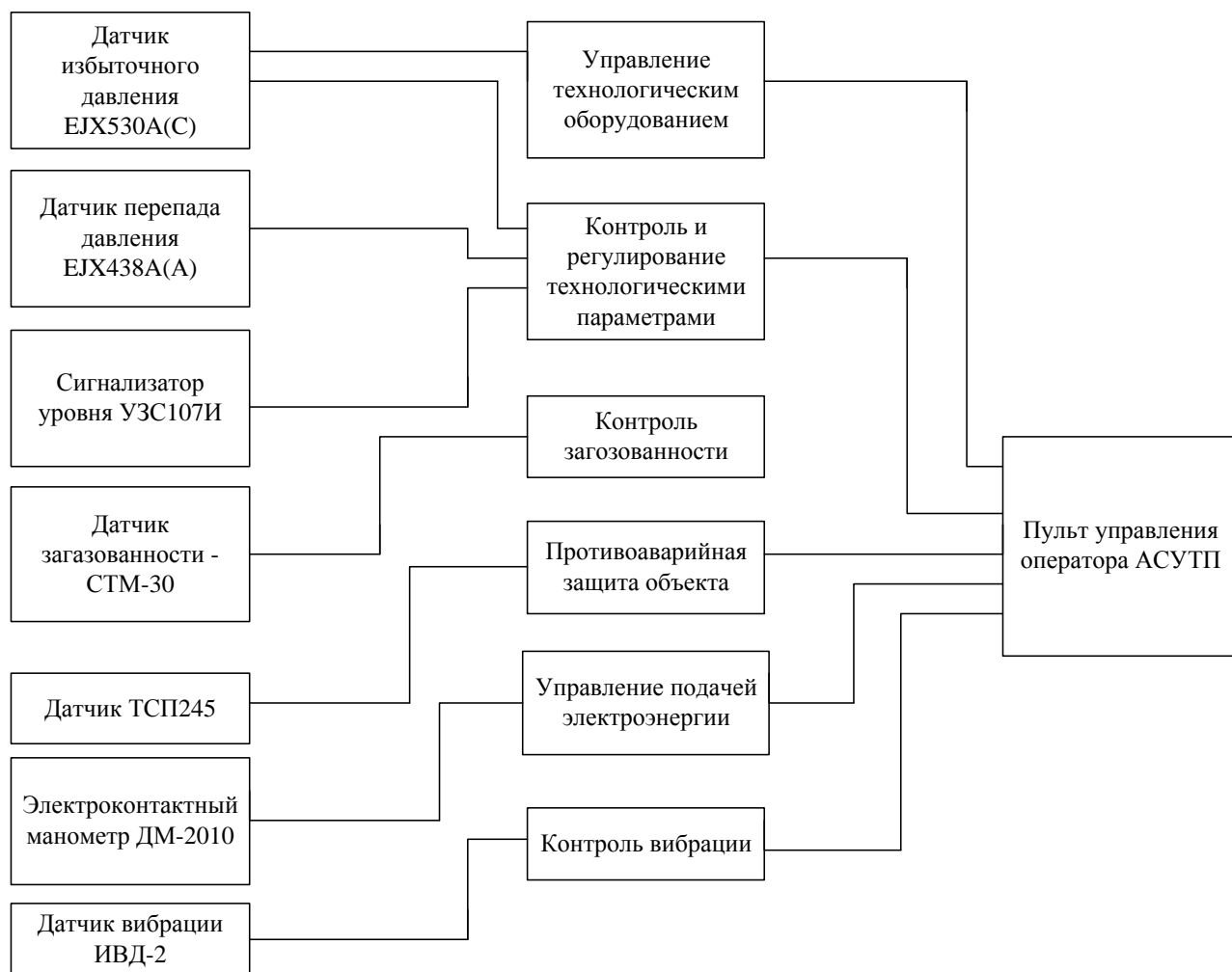


Рисунок 2.2 - Структурная схема АСУТП

### 2.2.3 Выбор исполнительного механизма

В качестве исполнительных механизмов были проанализированы механизмы типа МЭО и АУМА.

Механизмы электрические исполнительные постоянной скорости однооборотные МЭО выполняют функции перемещения органов регулирования в системах автоматического регулирования технологических процессов в соответствии с командными сигналами регулирующих и управляющих устройств.

Принцип работы данных механизмов - преобразование электрического сигнала, который поступает от управляющего устройства во вращательное перемещение рабочего вала.

Основные функции исполнительных механизмов:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

- автоматическое перемещение рабочих органов;
- автоматическая остановка рабочего органа в нужном промежуточном положении;
- позиционирование рабочих органов арматуры в нужном положении;
- ручное перемещение органов арматуры.

Для исследуемого объекта был выбран исполнительный механизм типа МЭО, так как использование этого механизма более эффективно, нежели использование механизма АУМА.

#### **2.2.4 Выбор логического контроллера системы управления**

Программируемый логический контроллер (ПЛК) - это микропроцессорная система, которая предназначена для реализации алгоритма логического управления. Данные технические средства созданы для замены устаревших релейно-контактных схем, которые собирались на дискретных компонентах. Главное отличие ПЛК от подобных схем - все функции ПЛК реализуются программным образом. Один контроллер имеет возможность реализовать схему, которая будет эквивалента тысячам дискретных логических элементов. Стоит отметить, что надежность работы таких систем не зависит от уровня их сложности. Функции контроллеров заключаются в анализе состояния входов и в соответствующем программе включением/выключением выходов.

Отличные эксплуатационные характеристики гарантируют целесообразность применения ПЛК везде, где необходима обработка сигналов.

Применение ПЛК гарантирует:

- высокую надежность;
- простое обслуживание устройства управления;
- простой монтаж и отладку оборудования;
- обновление алгоритмов управления.

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбор ПЛК проводится по совокупности характеристик и свойств. Учитывая специфику исследуемых устройств, критерии их оценки подразделяются на следующие группы:

- технические характеристики (число каналов ввода-вывода, степень быстродействия, напряжение питания, напряжения на входе-выходе);
- эксплуатационные характеристики (диапазон температур, рабочая влажность воздуха);
- потребительские свойства (производительность, надежность, стоимость);

Предлагаются нижеприведенные требования, которым должны удовлетворять ПЛК:

- адекватность технологической структуре объекта управления;
- оптимальное отношение производительность-цена;
- значительная номенклатура специальных модулей;
- возможности по построению систем резервирования и противоаварийных систем.

Импортные ПЛК, такие как: Emerson Process Management, Mitsubishi Electric, Motorola, Rockwell Automation, Siemens, Triconex, Toshiba, Yokogawa и другие имеют значительно более высокую цену. Это связано с высокой себестоимостью (более дорогими микросхемами), а также большими затратами на транспортировку, таможенными пошлинами и так далее. При этом нужно отметить, что зарубежные аналоги превосходят контроллеры отечественного производства по некоторым показателям, таким как надёжность, удобство программирования, быстродействие.

На основании этого сравнительный анализ производился из зарубежных контроллеров, производства фирм: Siemens, Rockwell Automation (AllenBradley) и DirectLogic .

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Учитывая что компания ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» была одной из первых нефтяных компаний Российской Федерации, давно и успешно внедрившей в свои системы управления промышленными объектами решения фирмы RockwellAutomation, в частности контроллеры AllenBradley и основываясь на ряде характеристик, таких как удобство программирования и монтажа, программная память, большой выбор модулей, по сравнению с другими фирмами, в данном проекте был выбран контроллер SLC – 500 компании-производителя RockwellAutomation, США.



Рисунок 2.3 – Контроллер фирмы Allen-Bradley SLC – 500

SLC 500 представляет собой развивающееся семейство малых программируемых контроллеров, которые построены на основе двух аппаратных модификаций:

- фиксированные контроллеры, обладающие опцией расширения с помощью двухслотного шасси;
- модульные контроллеры, имеющие до 960 точек ввода/вывода. Модульные контроллеры серии SLC – 500 обладают большой гибкостью, что обеспечивает возможность конфигурирования системы. Также эти системы оснащены производительными процессорами и достаточной ёмкостью ввода/вывода. В состав модульного контроллера входят модуль процессора, блок питания, шасси с определенным количеством набора модулей ввода – вывода, которое определяется количеством входных и выходных сигналов для обработки.

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В серии SLC – 500 имеется четыре модификации процессоров:

- SLC 5/01 - с памятью до 4 Кб, набором инструкций, которые аналогичны фиксированному SLC 500;
- SLC 5/02 - с памятью до 4 Кб, а также расширенным набором опций;
- SLC 5/03 - с памятью до 12 Кб, производительность которого в 5 раз большей, чем у SLC 5/02; характеризуется значительными коммуникационными возможностями;
- SLC 5/04 - с памятью до 20 Кб и встроенным сопроцессором – обладает возможностью коммуникации по сетям DH-485, RS-232; быстродействие превышает модификацию SLC 5/03;

Учитывая что процессор SLC 5/04 включает в себя характеристики процессора SLC 5/03, однако обладает более расширенными возможностями и опциями, такими как наличие сопроцессора для увеличения скорости выполнения математических команд, наличие встроенного порта сети Data Highway Plus (DH+) для непосредственной связи с процессорами PLC – 5 по сети DH+ без какого – либо дополнительного оборудования, а также принимая во внимание время выполнения битовой операции выберем для нашего проекта конфигурацию с процессором SLC 5/04.

Общая конфигурация контроллера содержит:

- CPU – 1747-L541 5/04;
- шасси на 13 слотов – 2 шт.;
- источник питания 1746-P4 – 2 шт.;
- модуль дискретного ввода (24В) 1746-IB32 – 3 шт.;
- модуль дискретного ввода (220В) 1746-IM16 – 3 шт.;
- модуль дискретного вывода (24В) 1746-OB32 – 1 шт.;
- модуль дискретного вывода (220В) 1746-OW16 – 3 шт.;
- модуль аналогового ввода 1746-NI16I – 3 шт.
- модуль аналогового ввода 1746-NR4 – 3 шт.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Процесс программирования, рассматриваемого семейства контроллеров осуществляется на широко известном и распространенном языке программирования с лестничной логикой LADDER LOGIC. Фирма RockwellAutomation разработала специализированный программный пакет, который имеет в своем составе средства программирования RSLogix 500, предназначенные для написания и отладки программ для SLC -500, а также другие продукты Allen – Bradley. Таким образом, для всех малых программируемых контроллеров решен вопрос стандартизации и унификации. В состав пакета RSLogix 500 Professional входят инструменты конфигурации RSNetWorx, интерфейс связи RSLinx Lite, RSLogix Emulate 500, программное обеспечение для эмуляции высокой производительности, которое позволяет осуществлять тестирование и выполнение отладки программ перед запуском и вводом в эксплуатацию. RSLogix 500 Professional поддерживает огромное количество разнообразных обновлений, среди которых и функция Logic Trace.

В состав программы управления системой автоматизации входят блоки:

- основной программы;
- подпрограммы, предназначенной для инициализации аналоговых модулей;
- подпрограммы, выполняющей копирование в память контроллера данных с дискретных датчиков;
- подпрограммы по обработке дискретных и аналоговых сигналов;
- подпрограммы для обработки ПИД инструкций.

В состав основной программы входят следующие подпрограммы:

1. Подпрограмма, осуществляющая инициализацию модулей и контроллера;
2. Подпрограмма, осуществляющая сканирование и анализ состояния аналоговых входов, масштабирование их величин и проверку с уставками;
3. Подпрограмма, предназначенная для проведения проверки на наличие аварийных состояний всей установки;

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Подпрограмма, осуществляющая пуски насосов;
5. Подпрограмма, осуществляющая остановку насосов;
6. Подпрограмма, осуществляющая пуски установки;
7. Подпрограмма, осуществляющая остановки установки.

Работа верхнего уровня управления насосной основана на применении программного обеспечения Rockwell Software продукта RSView. SCADA пакет предоставляет оператору необходимые данные о состоянии технологического процесса, положения исполнительных механизмов, состояния уставок, запись и индикацию архивных трендов.

### 2.2.5 Разработка программно-аппаратной части АСУ НПС

Первый этап работы подразумевает опрос и сбор системой информации с нижних уровней состояния основных технологических параметров. Собранная информация проходит обработку контроллером, затем она переходит на верхний уровень в одном из удобных для оператора виде. В процессе обработки осуществляется сравнительный анализ полученных значений с уставками. На основании этого анализа происходит выдача сообщений о возникающих отклонениях, аварийных режимов работы, а также принятие соответствующих действий. В случае, когда технологические параметры находятся в норме, происходит повторение цикла программы.

Второй этап осуществляется в случае, когда имеют место неудовлетворительные условия первого. Если по каким-либо причинам регулирование не достигнуто, происходит останов работающих агрегатов с последующим отключением самой насосной станции.

Для реализации поставленных целей используется программное обеспечение компании Rockwell Automation.

Основная программа характеризуется цикличностью и является совокупностью подпрограмм, действий и условий, которые обеспечивают корректное управление заданными технологическими процессами.

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Алгоритм управления представляет собой описание процедуры обработки информации о контролируемых параметрах для определения управляющих воздействий, которые реализуются с целью получения необходимых параметров управляемого процесса как в переходном, так и в установившемся режимах.

Алгоритм управления и контроля насосным агрегатом является информационным процессом, который состоит из проектирования, сбора, упорядочивания, обработки данных и формирования управляющих воздействий в соответствии с результатами обработки. Главная цель реализации алгоритма управления заключается в поддержании непрерывных режимов работы объектов и выявление возникающих аварийных режимов работы. Последовательность действий программы, отображаемая алгоритмом, начинается с инициализации контроллера и интерфейсных плат. Далее начинается пуск насосного агрегата, после пуска следует опрос параметров насосного агрегата и остановка агрегата.

В программе должны быть реализованы следующие функции:

- сигнализация и оповещение оператора о выходе за допустимые пределы значений технологических параметров;
- сигнализация и формирование блокирующих сигналов в случае выхода значений контролируемых параметров за допустимые пределы.

После того, как на рабочем месте оператора произведено включение ПК, 1 блок запускает подпрограмму инициализации системы (проверки начальных настроек). Блок 2 осуществляет проверку готовности системы. В случае неисправности блок 3 выдает соответствующее сообщение оператору о сбое в настройках, после чего происходит выключение компьютера. В случае готовности системы, блок 4 выводит признак готовности ПК к работе. Затем блоком 5 производится перевод системы в режим ожидания команды от оператора с клавиатуры. С помощью блока 6 введенная команда распознается системой и при ее идентификации блоком 7 выдается команда загрузки программы с помощью блока 8. В противном случае оператору выводится сообщение, и система переходит в режим ожидания следующей команды. Блок 9 осуществляет выбор того



или иного режима управления V. Если V1, то с помощью блока 10 система управления переводится в дистанционный режим с выдачей блоком 11 соответствующего сообщения оператору. В случае V2 происходит переход системы управления в автоматический режим с помощью блока 12. При этом блоком 13 оператору выдается сообщение о режиме. Если имеется хотя бы один из сигналов, происходит вывод сообщения блоком 21 о наличии превышения предельного значения параметра. При этом осуществляется перевод системы с помощью блока 5 в начальное состояние. В противном случае с помощью блока 20 осуществляется проверка режима и в случае, если режим дистанционный, то осуществляется цикл проверки команд от оператора (блоки 22, 34, 49, 74, 83, 92), если режим автоматический – выполняются команда «открыть задвижку» (блок 24) и вывод сообщения оператору (блок 23).

Опрос состояния датчиков осуществляется с помощью блока 25. Срабатывание датчиков происходит с помощью блока 26. Вывод сообщений оператору реализует блок 27. Сигнал с датчиков загазованности (блок 28) приводит к остановке насоса (блок 85) и проверке сигнала от путевого выключателя верхнего положения задвижки. После того, как был получен сигнал открытия, блоком 30 производится проверка режима. В случае автоматического режима выводим сообщение оператору об открытии задвижки (блок 31) и переходим в блок 36 на очередную команду. В случае если режим дистанционный – выводим сообщение о режиме (блок 32) и об открытии задвижки (блок 33), далее система ждет команды от оператора.

Следующие действия программы аналогичны выше описанным с необходимой сменой команд.

Блоки 35, 50, 75, 84, 93 предназначены для формирования сообщений оператору о смене состояний оборудования (выключен/включен, закрыта/открыта).

Блоки 51, 76, 85, 94 предназначены для формирования команд типа выключить/включить, открыть/закрыть для технологического оборудования.

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Блоки 37, 52, 65, 77, 86, 95 отвечают за процесс опроса необходимых датчиков (блоки 38-43, 53-59, 67-72) и вывод сообщений о превышении предельных допустимых значений (блок 73).

Блок 60 предназначен для определения сигнала «задвижка открыта».

В блоках 65-72 осуществляется закачка до тех пор, пока не придет сигнал с блоков 66, 67. Блок 78 – определение сигнала «задвижка 1 закрыта».

Блок 96 – определение сигнала «задвижка 2 закрыта».

Блоки 45, 61, 79, 88, 97 – осуществляют определение режимов управления.

Блоки 46, 64, 80, 89, 98 предназначены для вывода оператору сообщений о состоянии технологического оборудования (задвижки 1, 2) типа выключен/включен, открыта/ закрыта (в автоматическом режиме). Блоки 47, 62, 81, 90, 99 предназначены для вывода оператору сообщений о дистанционном режиме управления.

### **2.3 Защита насосного оборудования от воздействия ударных волн**

В линии нагнетания перекачивающей станции расположена система автоматического регулирования давления (САРД). Она осуществляет ограничение выходного давления. САРД должна предотвращать повышение давления выше допустимой нормы. Путем регулирования степени закрытия регулирующих заслонок САРД осуществляется ограничение давления на заданных уровнях. В случае, когда в линии нагнетания перекачивающей станции давление достигает установленного максимального уровня, происходит срабатывание первой ступени защиты. При этом происходит отключение насосного агрегата. При увеличении давления после срабатывания первой ступени защиты происходит срабатывание второй ступени защиты.

Интенсивность увеличения давления на входе НПС может составлять до 0,1-0,3 МПа/с. Эта величина зависит от времени, в течение которого произошла остановка насосных агрегатов. При наличии высокой скорости роста давления

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

есть вероятность образования волны повышенного давления, которая может распространяться со звуковой скоростью в направлении предшествующей станции. В процессе движения волны по нефтепроводу к предшествующей ПС, происходит ее затухание, однако фронт волны по-прежнему является довольно крутым. Из-за своей инерции фронт не позволяет регулирующей заслонке САРД на выходе насосной станции осуществить снижение давления. Вследствие этого происходит отключение либо насосов, либо всей перекачивающей станции, что в свою очередь, является причиной резкого снижения давления. Вследствие вышеописанного процесса волна, имеющая повышенное давление, создает на предшествующей станций кратковременный заброс давления выше уровня, который задан установкой. [19]

На момент прихода к предшествующей насосной станции волны повышенного давления, давление успевает достигнуть максимального уровня на большей части длины линейного участка нефтепровода. Следовательно, в момент прихода волны повышенного давления за счет срабатывания системы защиты и прикрытия регулирующей заслонки не происходит снижение максимального давления на всем участке нефтепровода.

С целью предотвращения на участке нефтепровода повышения давления сверх допустимой нормы, во время отключения одного или нескольких насосных агрегатов, необходимо уменьшать фронт волны повышенного давления. Для этого применяется система сглаживания волн давления (ССВД), снижающая фронт волны повышенного давления.

Снижение давления волны с помощью ССВД производится благодаря частичному сбросу нефти через клапаны ССВД в сбросной резервуар. [20]

На рассматриваемом объекте планируется применение ССВД.

В состав ССВД входят две функциональные части: система управления и сбросное устройство. На рисунке 2.4 представлена принципиальная схема ССВД.

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

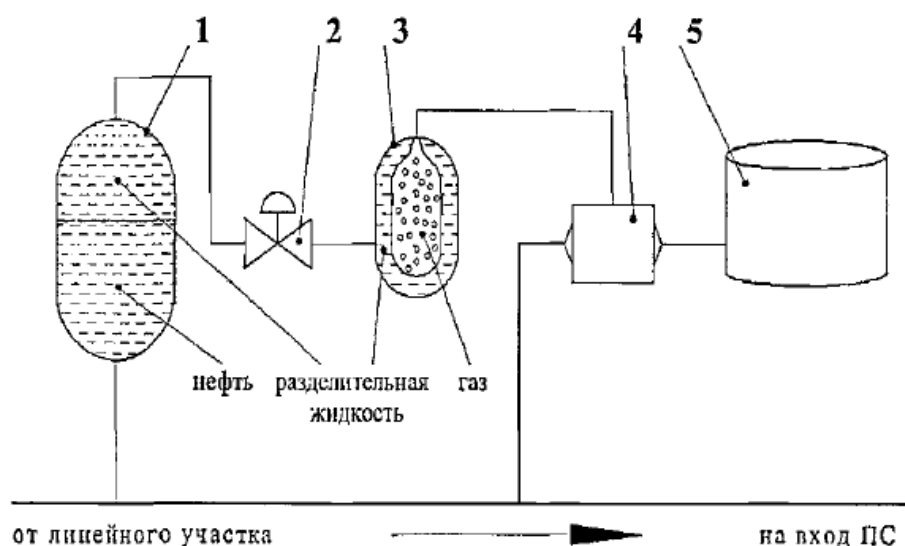


Рисунок 2.4 – Принципиальная схема ССВД

В состав системы управления ССВД входят следующие элементы: газовый аккумулятор 3, регулирующий дроссель 2, разделительная емкость 1. Разделительная емкость соединена с нефтепроводом. Она предназначена для подачи разделительной жидкости в газовый аккумулятор. При этом в качестве жидкости не должна выступать нефть. Это обусловлено рядом причин:

- механические примеси и парафин, содержащиеся в нефти способны уменьшить величину проходного сечения регулирующего дросселя, а это, в свою очередь, негативно сказывается на функционировании всего ССВД. За счет использования специальных жидкостей достигается стабильность работы ССВД;
- нефть, находящаяся в трубах системы управления ССВД может замерзать в зимний период. Следовательно, разделительная жидкость выбирается таким образом, чтобы исключить вероятность ее замерзания в зимних условиях.

С целью регулировки подачи разделительной жидкости в газовый аккумулятор необходимо применение регулирующего дросселя ССВД. Который представляет собой регулирующий орган с переменным сопротивлением. [13]

Газовый аккумулятор представляет собой емкость, которая имеет гибкий разделитель и состоит из двух частей. Одна из частей заполняется разделительной жидкостью, а другая газом. Газовый аккумулятор имеет свободную связь с разделительной емкостью и газовой полостью сбросного клапана 4.

Газом заполняется весь объем аккумулятора. В случае, когда величина давления в сечении нефтепровода, где установлено ССВД, меньше давления начальной настройки аккумулятора. В этом случае давление в регулирующем дросселе и в разделительной емкости ССВД будет ниже давления газа в аккумуляторе и равно давлению в основном трубопроводе. В состав одной системы сглаживания волн давления могут входить несколько газовых аккумуляторов и сбросных клапанов. [20]

В рассматриваемой системе используются предохранительные клапаны сглаживания волн давления Danflo (рисунок 2.5).

При закрытом клапане площадь действия нефти на несколько процентов меньше площади действия газа.



Рисунок 2.5 – Клапан «Danflo»

В первую очередь, предохранительные клапаны сглаживания волн давления жидкости Danflo осуществляют контроль над резким изменением давления жидкостных систем. В случае повышения давления происходит быстрое открытие клапана, после чего он медленно закрывается.

Скорость реакции клапана определяется способностью снижения давление потока жидкости в определенные периоды времени. Быстрота срабатывания клапана определяется конкретными условиями его применения. Как правило, время срабатывания клапана составляет не более 120 миллисекунд. [1]

Предохранительные клапаны Danflo характеризуются достаточно простым принципом работы (рисунок 2.6). Внутренняя полость клапана заполняется азотом в газообразном состоянии. Благодаря этому обеспечивается регулировка необходимого давления для срабатывания клапана. Клапан будет находиться в закрытом состоянии до того момента, пока в трубопроводе давление жидкости не станет больше давления газа в клапане.

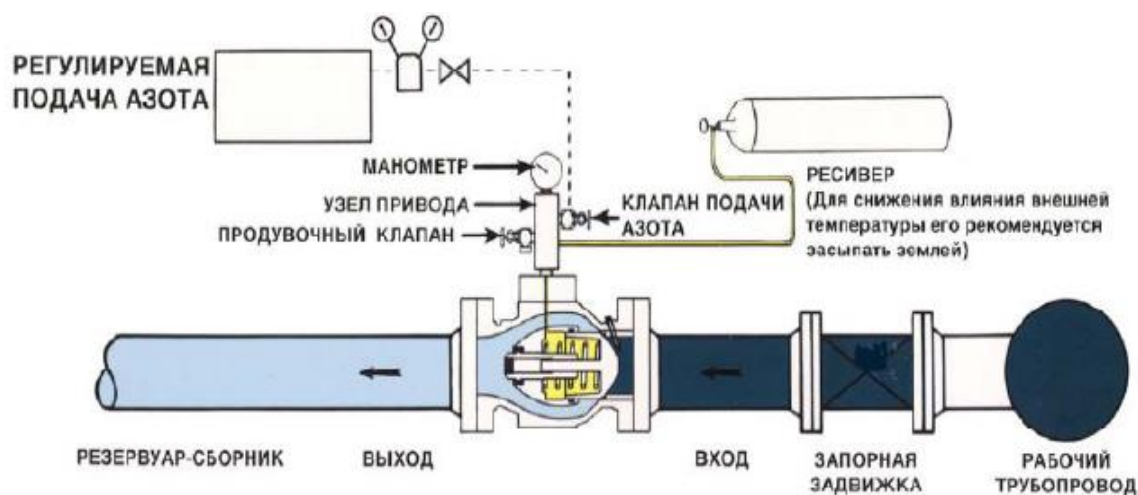


Рисунок 2.6 – Принцип действия клапана «Danflo»

С целью обслуживания конкретных условий потока жидкости, система сглаживания волн давления, как правило, включает в свой состав определенное количество предохранительных клапанов, которые заполнены сжатым азотом.

Клапаны Danflo характеризуются относительно высоким коэффициентом расхода ( $C_v$ ). На практике это является причиной уменьшения их необходимого количества и габаритных размеров.

Из-за достаточного резерва пропускной способности клапанов, в рамках рекомендуемых установочных давлений, в процессе их эксплуатации обеспечивается защита трубопроводов от волн давления, которые намного превышают

расчетные значения. Благодаря необычной конструкции клапанов (за счет отсутствия трубных втулок отсутствуют деформации втулок или их разрывы, а также утечка газа через сальниковые уплотнения. [1]

Основными особенностями рассматриваемых клапанов являются:

- высокий коэффициент расхода клапана ( $C_v$ ). Данный коэффициент говорит о том, что с целью защиты нефтепровода от волн повышенного давления требуются меньшие размеры и меньшее количество клапанов. За счет этого сокращаются расходы по установке и происходит снижение веса системы защиты нефтепроводов;

- за счет высокого быстродействия клапана имеется возможность быстрого и своевременного реагирования на изменения давления в системе жидкости;

- клапаны оснащены дополнительным входом, который предназначен для проверки установочного давления;

- наличие дополнительного резерва по пропускной способности клапанов обеспечивает стойкость к более высоким скачкам давления. [26]

В рассматриваемой системе будет применяться предохранительный клапан типа «Флекс-фло».

В состав клапана «Флекс-фло» (рисунок 2.7) входит корпус, который перегороден в середине сердечником с узкими продольными щелями, на который натянута эластичная манжета из толстой синтетической резины.

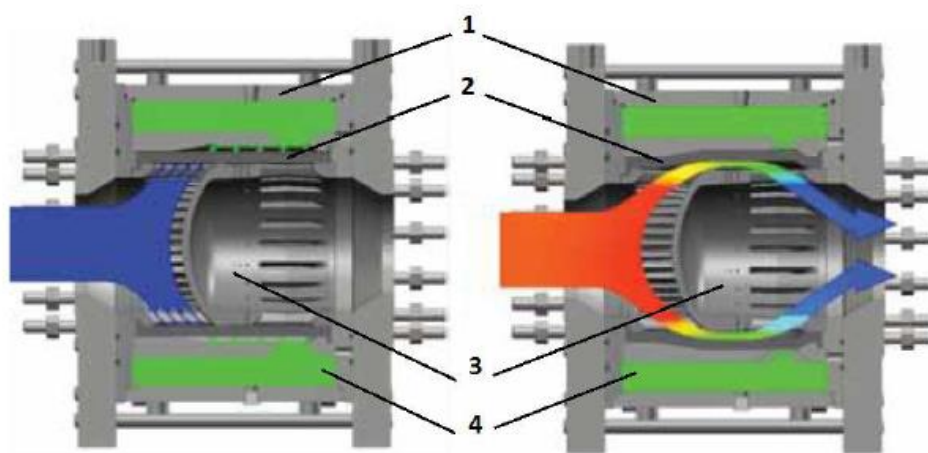


Рисунок 2.7 – Клапан «Флекс-фло»

С помощью эластичной манжеты исключается вероятность перетекания нефти. Это происходит в момент, когда величина давления в газовой полости 4 клапана превышает величину давления нефти в нефтепроводе. В случае, когда давление нефти в нефтепроводе больше давления газа в газовой полости клапана, резиновая манжета растягивается, отжимается от перфорации и обеспечивает сброс нефти в сбросную емкость [26].

## 2.4 Разработка комплекса мероприятий по снижению нагрузки на насосное НПС

Снижение напряженно-деформированного состояния технологического трубопровода до безопасного уровня может быть обеспечено использованием специальных устройств – сильфонных компенсаторов.

Сильфон представляет собой многослойную гофрированную оболочку, воспринимающую деформации растяжения-сжатия, сдвига и углового поворота (изгиба).

Сифонный компенсатор состоит из гибких элементов и системы их крепления. Гибкими элементами воспринимаются нагрузки, которые воздействуют на трубопровод. Компенсаторы подобного типа оснащаются внутренними направляющими патрубками, снижающими степень влияния коростного напора потока перекачиваемой среды и препятствуют возникновению механических повреждений гофров сильфона.

В зависимости от характера компенсируемых перемещений сильфонные компенсаторы бывают осевыми, поворотными и сдвиговыми.

Принцип действия различных видов сильфонных компенсаторов представлен на рисунке 2.8.

Компенсатор сдвигово-поворотных перемещений малой жёсткости - компенсационное устройство, применяемое преимущественно на технологических объектах насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций.

					Расчетная часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



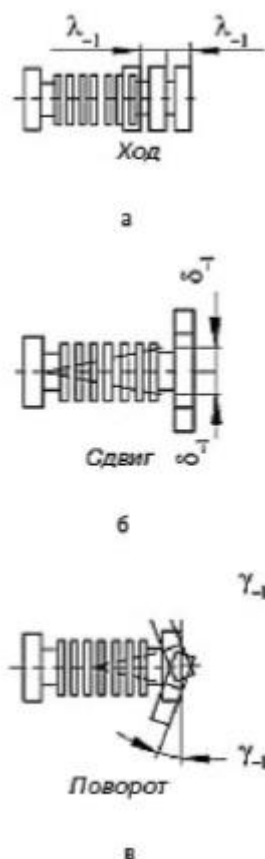


Рисунок 2.8 –Схема работы компенсатора: осевого– а, сдвигового – б, поворотного – в.

На сегодняшний день большинство известных компенсаторов имеют высокие значения жёсткости и характеризуются большими перестановочными усилиями в процессе компенсационных перемещений. На практике, (обвязка газонефтеперекачивающих станций) при требуемых параметрах в трубопроводах имеют место большие распорные усилия (1200-6000 кН).

## Выводы

Вторая глава выпускной квалификационной работы посвящена разработке практических рекомендаций по повышению надежности оборудования нефтеперекачивающей станции.

Во второй главе определены основные направления автоматизации системы управления нефтеперекачивающей станции. Основным направлением является внедрение современной системы автоматизированного управления.

Произведен обоснованный выбор датчиков системы управления, а также выбор ПЛК. В заключении второй главы разработан алгоритм функционирования системы управления.

Так же разработаны рекомендации по защите НПС от воздействия ударных волн в нефтепроводах и комплекс мероприятий по снижению нагрузки на технологические трубопроводы НПС.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

### 3. Результаты проведенного исследования

В результате проделанной работы произведена разработка практических рекомендаций по повышению эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций.

Основные рекомендации включают:

- разработку и внедрение системы автоматизации работы технологического оборудования НПС;
- разработку системы защиты НПС от воздействия ударных волн в нефтепроводах;
- разработку комплекса мероприятий по снижению нагрузки на технологические трубопроводы НПС.

Перед началом работы была поставлена задача проектирования системы автоматизации НПС и обеспечения высокой стабильности требуемых технологических параметров. Определено, что внедрение системы автоматического регулирования улучшит технико-экономические показатели работы исследуемого объекта, повысит надежность и безопасность работы оборудования, а также улучшить условия труда персонала.

В работе описан исследуемый технологический процесс, произведена индикация объекта управления.

Произведен выбор регулятора, а именно выбраны канал и тип регулирования, а также закон регулирования.

Система позволяет добиться высоких показателей надежности и безотказности работы, что существенно повышает качество управления и экономит энергоресурсы.

Результатом проделанной работы является разработанная система автоматизации НПС.

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Результаты проведенного исследования					Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Кусанов А.В.										
Руковод.		Зарубина О.Н.									75	99
Консульт.										НИ ТПУ гр.3-2Б5А		
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.										

Был исследован выбор основных параметров управления ССВД, влияние параметров системы управления ССВД на режим работы всей системы в целом. Выяснили, что чем больше значение коэффициента расхода дросселя, тем быстрее происходит увеличение давления в газовом аккумуляторе, а, следовательно, сбросной клапан быстрее перекрывается и прекращается сброс нефти в емкость. Настройку ССВД можно осуществлять на математической модели, при этом необходимо изменять безразмерный критерий, а, в который входят основные параметры управления ССВД. Если настроечные параметры сбросного клапана выбраны неверно, то велика вероятность того, что ССВД не сработает при повышении давления и произойдет разрушение нефтепровода или сработает, но будет происходить чрезмерный сброс нефти в емкость.

					Результаты проведенного исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

#### 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является обоснование целесообразного использования технического проекта, выполняемого в рамках выпускной квалификационной работы, при этом детально рассматриваются планово-временные и материальные показатели процесса проектирования.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
3. Планирование научно-исследовательских работ.
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

##### 4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Основными потребителями внедряемых систем могут быть:

- крупные нефтеперекачивающие производства;
- объединенные диспетчерские управления;
- легкая и тяжелая промышленность;
- резервуарные парки.

Матрица SWOT-анализа приведена ниже.

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Кусанов А.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Зарубина О.Н.									77	99	
Консульт.		Рыжакина Т.Г.							НИ ТПУ гр.3-2Б5А				
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.											

Таблица 4.1 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1. Универсальность применения приборов 2. Наличие опытного научного-руководителя	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Требуется уникального оборудования 2. Отсутствие повсеместного внедрения новой методики
Возможности: 1. Возможность создания партнерских отношений с рядом исследовательских институтов 2. Большой потенциал применения метода математического моделирования динамических процессов	Актуальность разработки, опытный руководитель и принципиально новая методика дает возможность сотрудничать с рядом ведущих исследовательских институтов; Большой потенциал применения методики, а также возможность выхода на внешний рынок обуславливаются принципиально новой методикой;	Возможность наличия партнерских отношений с исследовательскими институтами для взаимного использования уникального оборудования; Отсутствие повсеместного внедрения новой методики обеспечивает большой потенциал применения метода математического моделирования динамических процессов
Угрозы: 1. Отсутствие спроса на новые программные продукты в исследуемой сфере 2. Развитая конкуренция в сфере математического моделирования технологических процессов крупных производств	Универсальность применения разрабатываемых математических моделей, и обширная сфера применения программного комплекса минимизируют влияния развитой конкуренции в обозначенной сфере	

Выявление соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды отражено в интерактивной матрице проекта (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	0	0	+	+	0
	B3	+	-	-	-	-
	B4	+	+	0	+	+
	B5	+	0	-	+	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности: B1C1C2C3C4C5, B2C3C4, B3C1, B5C1C4.

Таблица 4.3 - Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	+	-	-	0	0
	B2	0	0	+	-	-
	B3	-	0	0	-	-
	B4	-	0	-	-	-
	B5	0	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и возможности: B1Сл1, B2Сл3.

Таблица 4.4 - Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	0	0	-	-
	У2	0	+	0	0	+
	У3	0	0	0	0	0
	У4	+	0	+	+	+
	У5	-	-	0	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и угроз: У2С2С5,У4С1С3С4С5.

Таблица 4.5 - Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	-	0	-	0	-
	У2	-	-	0	-	-
	У3	-	0	0	0	0
	У4	0	-	-	-	-
	У5	-	-	0	0	0

Коррелирующие слабые стороны и угрозы не выявлены.

Вывод: заявленная методика имеет большой потенциал, широкий круг потенциальных потребителей, а также возможность быстрого выхода на внешний рынок.

## 4.2 Планирование процесса управления и капитальные вложения

Величина капитальных вложений  $\Delta K$  (единовременные затраты) в проект рассчитывается по формуле [5]:

$$\Delta K = C_{об.н} + Z_m,$$

где  $C_{об.н}$  – стоимость нового оборудования;

$Z_m$  – затраты на монтаж оборудования;

Стоимость оборудования приведена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Стоимость нового оборудования

Наименование	Кол. шт.	Стоимость, руб.	Сумма, руб.
Датчики АСУ	20	43700 (средняя стоимость одного датчика)	874000
Контроллера	1	74150	44850
Пульт управления	1	72200	72200
Кабель	50 м	2000	10000
ИТОГО			1030350
Прочие расходы	10%	-	103035
Транспортировка оборудования	20 %	-	206070
ВСЕГО			1342455

Затраты на монтаж, пуск и наладку системы приведены в таблице 4.7.



Таблица 4.7 – Расчет затрат на монтаж, пуск и наладку системы.

Наименование профессии.	Разряд раб.	Кол-во чел.	Фонд зарплаты, руб.
Слесарь-монтажник	6	2	31500
Сварщик	6	1	18900
Инженер-электронщик	-	1	23625
ИТОГО			74025

Величина общих дополнительных капитальных вложений на внедрение системы составляет [6]:

$$\Delta K = 1342455 + 74025 = 1416480 \text{ руб.}$$

При расчете заработной платы обслуживающего персонала применяется повременная система.

Расчеты зарплаты для базового и внедряемого варианта приведены в таблице 4.8 и таблице 4.9 соответственно.

Таблица 4.8 – Расчет зарплаты работников по обслуживанию оборудования для базового варианта (без системы автоматизации)

Профессия	Кол-во чел.	Месячный оклад, руб.	Годовой фонд, руб.
Слесарь	1	24000	288000
Мастер по эксплуатации	1	24500	294000
Инженер-механик	1	25000	300000
ВСЕГО	3	73500	882000

Таблица 4.9 – Расчет зарплаты работников по обслуживанию оборудования для внедряемого варианта

Профессия	Кол-во чел.	Месячный оклад, руб.	Годовой фонд, руб.
Оператор КИП	1	25000	300000
Диспетчер	1	24000	288000
ВСЕГО	2	49000	588000

Расчеты сметы годовых расходов на содержание и эксплуатацию оборудования для базового и внедряемого вариантов приведены в таблице 4.10 и таблице 4.11 соответственно.

Таблица 4.10 – Смета годовых расходов на содержание и эксплуатацию оборудования по базовому варианту (без системы автоматизации)

Наименование статей расхода	Ед. измерен., руб.	Сумма
Зарплата обслуживающего персонала	руб.	882000
Единый социальный налог (26 %)	руб.	230599,2
Затраты на ремонт оборудования (5%)	руб.	1025
Амортизация оборудования (12%)	руб.	2460
Прочие расходы (10%)	руб.	112100,42
ВСЕГО	руб.	1233104,6

Таблица 4.11 – Смета годовых расходов на содержание и эксплуатацию оборудования по внедряемому варианту

Наименование статей расхода	Ед. измерен., руб.	Сумма
Зарплата обслуживающего персонала	руб.	588000
Единый социальный налог (26 %)	руб.	149171,2
Затраты на ремонт оборудования	руб.	1760,75
Амортизация оборудования	руб.	4085,8
Прочие расходы	руб.	65185,775
ВСЕГО	руб.	716043,5

Исходя из смет годовых расходов на содержание и эксплуатацию оборудования, можно сделать сравнение базового и внедряемого вариантов с точки зрения экономии средств, которое приведено в таблице 4.12.

Как видно, внедрение системы позволит сократить количество обслуживающего персонала на 1 человека. Экономия заработной платы составила 517061,1 руб. в год.

Таблица 4.12 – Годовая экономия средств на содержание и эксплуатацию оборудования

Наименование статей расхода	Ед. измерен.	Базовый вариант	Проектир. вариант	Экономия
Зарплата обслуживающего персонала	руб.	882000	588000	294000
Единый социальный налог (26 %)	руб.	230599,2	149171,2	81428
Затраты на ремонт оборудования	руб.	1025	1760,7	-736,7
Амортизация оборудования	руб.	2460	4085,8	-1625,8
Прочие расходы	руб.	112100,4	65185,7	46914,7
ВСЕГО	руб.	1233104,6	716043,5	517061,1

### 4.3 Определение экономической эффективности

Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений для данного проекта составит [35]:

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\mathcal{E}_{зн}}, \quad T_{ок} \leq T_n, \quad T_n = \frac{1}{E_n},$$

где  $T_{ок}$  – срок окупаемости,

$\Delta K$  – затраты на внедрение системы;

$\mathcal{E}_{зн}$  – экономия затрат на обслуживание;

$E_n$  – определяется, как ставка рефинансирования ЦБ РФ (0,125).

$$T_{ок} = \frac{\Delta K}{\mathcal{E}_{зн}} = \frac{1416480}{517061,1} = 2,7 \text{ года},$$

$$\text{Т.к. } T_n = 8 \text{ лет} \Rightarrow T_{ок} \leq T_n.$$

2) Коэффициент сравнительной экономической эффективности (равен отношению среднегодовой экономии, полученной от внедрения системы, к затратам на внедрение системы [27].

$$E_{\phi} = \frac{\mathcal{E}_{зн}}{\Delta K},$$

$$E_{\phi} = \frac{\Delta K}{\Delta K} = \frac{517061,1}{1416480} = 0,37(\text{руб.} / \text{год}) / \text{руб.},$$

$$\text{Т.к. } E_n = 0,1 \Rightarrow E_{\phi} \geq E_n$$

## Выводы

Анализируя рассчитанную экономическую часть, можно сделать вывод, что внедрение дополнительного оборудования автоматизации позволит сократить количество обслуживающего персонала на 1 человека, вести наблюдение за процессом при помощи дистанционного управления параметрами. При этом экономия заработной платы составит 517061,1 рублей в год, что позволит окупить дополнительные капиталовложения через 2,7 года.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5. Социальная ответственность

### Введение

Безопасность жизнедеятельности представляет собой систему законодательных актов и соответствующих им социально - экономических, технических, гигиенических, организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

С целью поддержания пропускной способности и предупреждения скапливания воды и внутренних отложений, а также с целью подготовки участка нефтепровода к внутритрубной инспекции и переиспытаниям должна проводиться очистка внутренней полости МН пропуском очистных устройств.

Целью данного раздела является оценка условий труда персонала, обслуживающего устройства систем очистки и диагностики трубопроводов: анализ вредных и опасных факторов, воздействующих на работника, разработка мер защиты от них, также рассмотрение вопросов техники безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, защиты в ЧС.

### 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для правильного функционирования службы охраны труда необходимо ознакомиться с законодательными актами по исследуемой тематике. Именно они отвечают на вопросы, кому подчиняется и как организовывается данная структура.

Основными документами в этом случае будет Постановление Министерства Труда РФ под номером 14, а также Трудовой кодекс.

Рассмотрим основные статьи ТК РФ, касаемые исследуемого вопроса.

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Кусанов А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.		Зарубина О.Н.					85
Консульт.		Сечин А.А.					99
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.				НИ ТПУ гр.3-2Б5А	

Статья 217 ТК РФ предписывает, что служба охраны труда создается при численности работников от 50 человек и больше. Указывается также на возможность создания отдельной должности. Специалист при этом должен обладать необходимой подготовкой и знаниями в данной области.

Что же касается внутренних нормативов предприятия, то они разрабатываются соответствующими органами предприятия в соответствии с требованиями государственных межотраслевых и отраслевых нормативно-правовых актов об охране труда.

Инструктаж по технике безопасности, производственной санитарии и иным правилам по охране труда в нефтегазовой отрасли производится на основании межотраслевых и отраслевых норм. Порядок и виды инструктажа закреплены ГОСТ 12.0.004-90 "Система стандартов безопасности труда" [11], а обучение и проверка знаний по охране труда осуществляется в соответствии с приказом Минтруда России и Минобразования России от 13.01.2003 N 1/29. На их основе в нефтегазовом комплексе разрабатываются и принимаются внутриотраслевые нормативные правовые акты.

## **5.2 Производственная безопасность**

### **5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

На работников исследуемой сферы предположительно возможно воздействие физических и химических производственных факторов.

Физические факторы:

- повышенная (пониженная) температура и влажность;
- повышенная скорость движения воздуха;
- повышенное тепловое излучение;
- производственный шум;
- вибрация (локальная, общая);
- аэрозоли (пыли), преимущественно фиброгенного действия.

Химические факторы:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- токсические;
- малотоксические.

Фактическое состояние условий труда сотрудников приведено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, Допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	5.00	Тяжесть трудового процесса		30.05.17		-	3.1	1
2	5.00	Напряженность трудового процесса		30.05.17		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	80	30.05.17	85	5	3.2	1
4	4.62	Температура, °С	20	30.05.17	25	5	2	1
5	4.64	Влажность, %	15-75	30.05.17	50	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	10	30.05.17	6	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	200	30.05.17	150	50	2	0.5
8	4.67	Коэффициент естественной освещенности, %	0.6	30.05.17	0.6	-	2	0,5
9	4.66	Тепловая нагрузка	21	30.05.17	19	2	2	0.8

### 5.2.1 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

На всех эксплуатируемых опасных производственных объектах должны быть разработаны необходимые планы локализации и ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций, планы по ликвидации разливов нефти. В планах ликвидации аварий должны быть предусмотрены вероятные аварии, места их возник-

новения и условия, опасные для сотрудников, мероприятия по ликвидации чрезвычайных ситуаций в начальной стадии возникновения, первоочередные действия персонала при возникновении аварий.

С целью ликвидации аварий, объекты добычи нефти и газа должны оснащаться:

- необходимыми инструментами, средствами защиты, различными приборами контроля над концентрацией воздушной среды и так далее;
- комплектом фильтрующих противогазов (по количеству рабочих);
- газоанализаторами типа;
- комплектом аварийной спецодежды;
- комплектом инструмента (лопаты, ключи, паранит, хомуты и т.д.),
- фонарями взрывозащищенного исполнения;
- медицинскими аптечками.

С целью повышения эффективности надзорной деятельности в ходе контрольных мероприятий инспекторами первоначально проверяется не только наличие на предприятиях действующих договоров страхования, но также обеспечение страхованием организаций на весь период эксплуатации эксплуатируемых опасных объектов. При этом инспекторы наделены полномочиями проверять наличие лицензии у страховых компаний. Случаев эксплуатации опасных производственных объектов без наличия договоров страхования ответственности за первое полугодие 2017 г. не выявлено. При этом общее число зарегистрированных в государственном реестре поднадзорных организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, составляет 102 опасных производственных объекта.

Положение дел в области обеспечения промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности остается сложным. Количество нарушений требований промышленной безопасности, выявляемых при проверках, не снижается.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



### 5.3 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения, существующего до начала работ:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве работ по защите трубопроводов от коррозии в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при производстве работ по защите трубопроводов от коррозии

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Засорение почвы производственными отходами	Назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов, образующихся в результате проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошкой или асбестом.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить

		разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках. В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

Полный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период строительства, приведен в приложении 3.

Мероприятия по экологической безопасности включают в себя следующие операции:

1) Засыпка рабочего приямка с последующей планировкой, созданием ровной поверхности после уплотнения грунта. (После окончания работ в течение всего дня);

2) Отвести место для твердых бытовых отходов, замазученного грунта (до начала работ);

3) Уборка бытового и строительного мусора, замазученный грунт вывести в накопитель отходов (после окончания работ. В течении 8 час);

4) Планировка строительной полосы, территории занятой площадками стоянки техники. (После окончания работ. В течении 8 час);

5) Произвести зачистку и рекультивацию прилегающей территории.

6) Отобрать пробы почвы до начала и после окончания работ. Провести анализ на содержание нефтепродуктов эколаборатории (до начала и после окончания работ);

7) Сдать землю землепользователю по акту приема передачи рекультивированных земель (в день окончания срока аренды земли).

В проектной документации будут разработаны технические и технологические решения в полном соответствии с законами и подзаконными актами Российской Федерации, техническими регламентами, с соблюдением требований федеральных и территориальных нормативных документов, технических условий и согласований административных, контрольных и надзорных органов Субъектов Федерации, обеспечивающих эксплуатационную надежность, промышленную и экологическую безопасность трубопроводной системы [29].

Для обеспечения экологической безопасности необходимо оснащение нефтепровода автоматизированной системой контроля возможных утечек, которая обеспечивает:

- точность обнаружения места возникновения утечки не более 400 метров для утечек объемом не менее 0,4% от полной производительности нефтепровода;

- передачу сообщения об утечке на АРМ СОУ не позднее, чем через 2 минуты с момента возникновения утечки;

- защиту трубопровода от почвенной коррозии обеспечивает трехслойное полимерное покрытие, наносимое в заводских условиях на основе экструдированного полиэтилена;

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- для уменьшения возможных потерь нефти при аварийных ситуациях узлы запорной арматуры установлены в пониженных местах рельефа при расстоянии между ними не более 30 км;
- возле каждой задвижки предусматривается установка датчиков отбора давления;
- на всех переходах рек, отнесенных к подводным, предусмотрена установка береговых задвижек;
- прокладка трубопровода на подводных переходах производится с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления определяется с учетом перспективных данных по предельным деформациям на русловом и береговом участках и принята на 1 метр ниже предельного профиля размыва;
- на линейной части трубопровода предусматриваются вантузы на высоких точках по рельефу местности для впуска воздуха при освобождении и выпуска при заполнении нефтепровода нефтью;
- пересечение нефтепровода с подземными коммуникациями выполняется в соответствии с техническими условиями, представляемыми заинтересованными организациями-владельцами коммуникаций;
- при прокладке трубопровода на участках, подверженных эрозии, а также при пересечении крутых склонов, промоин предусматриваются мероприятия по закреплению склонов и откосов - сооружение перемычек из противоэрозионных полотенцев, заполненных песчаным грунтом;
- обслуживание трубопровода, проведение текущего и капитального ремонтов, предупреждение и ликвидация аварийных ситуаций осуществляется ремонтными бригадами, входящими в состав ЛЭС (линейно-эксплуатационных служб);
- наличие в штате служб эксплуатации специальных подразделений, ведущих постоянное наблюдение за техническим состоянием объектов нефтепровода;

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- наблюдение за состоянием трубопровода, обслуживание сооружений линейной части (линейных задвижек, средств связи, и телемеханики, линии электроснабжения и т.д.) осуществляется вертолетным транспортом с использованием предусмотренных вертолетных площадок, а также путем объезда трассы вездеходным гусеничным транспортом и на участках, где это возможно, колесным транспортом высокой проходимости;

- гидроизоляция каре резервуаров и оснований под технологические емкости, что полностью исключит просачивание в грунт и подземные воды загрязняющих веществ при возможных утечках;

- открытые площадки технологического оборудования ограждаются бордюром с герметичной заделкой стыков и имеют уклон в сторону приямка;

- предусмотрены системы бытовой и промдождевой канализации на НПС;

- определение объемов образования отходов производства и потребления, безопасных способов их удаления и мест размещения в зависимости от класса опасности.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на площадке возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;

- порывы нефтесборной сети и сети ППД.

Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод, присутствие механических примесей.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Выводы

В заключительной главе работы произведен подробный обзор вопросов социальной ответственности при производстве работ на НПС.

Подробно исследованы вопросы производственной и социальной безопасности при производстве работ. Разработаны рекомендации по действию в чрезвычайных ситуациях.

Так же исследованы правовые вопросы обеспечения безопасности и вопросы безопасности экологической среды.

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

По завершению выполнения работы получены следующие результаты:

– произведен анализ литературных источников по исследуемой тематике, а также общих сведений и особенностей работы нефтеперекачивающей станции. Исследованы труды таких авторов, как М.Г.Сухарева, Е.Р.Ставровского, Р.В.Самойлова и др. Данная тематика имеет широкое освещение в большом количестве научных трудов;

– исследован технологический процесс перекачки нефти на НПС и методы диагностирования оборудования. Приведен состав комплекса НПС, исследованы причины снижения эффективности НПС. Произведены необходимые технические расчеты. В ходе выполнения технологического расчета определены такие параметры, как плотность перекачиваемой нефти ( $859 \text{ кг/м}^3$ ), расчетная вязкость ( $22 \text{ мм}^2/\text{с}$ ). На основе полученных значений произведен выбор подпорного насоса НПВ 5000-120 и магистрального насоса НМ 10000-210. В завершении расчета, произведена проверка запаса рабочего давления ( $5,9 \text{ МПа}$  и  $6,4 \text{ МПа}$ ), исходя из которой запас рабочего давления – более 10%;

– разработаны рекомендации по автоматизации и оптимизации работы технологического оборудования НПС, а также рекомендации по организации защиты НПС от воздействия ударных волн в нефтепроводах;

– разработан комплекс мероприятий по снижению нагрузки на технологические трубопроводы НПС. На сегодняшний день большинство известных компенсаторов имеют высокие значения жёсткости и характеризуются большими перестановочными усилиями в процессе компенсационных перемещений. На практике, (обвязка газонефтеперекачивающих станций) при требуемых параметрах в трубопроводах имеют место большие распорные усилия ( $1200\text{-}6000 \text{ кН}$ ).

По завершению работы, можно утверждать, что поставленная цель полностью достигнута, а задачи выполнены.

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заключение			Лит.		Лист	Листов
Разраб.		Кусанов А.В.									
Руковод.		Зарубина О.Н.								95	99
Консульт.								НИ ТПУ гр.3-2Б5А			
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.									

## Список используемых источников

1. Адоевский А.В. Моделирование работы нефтепроводов, оборудованных системами сглаживания волн давления: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Адоевский Александр Валентинович. – М., 2014. – 170с.
2. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль. – М.: Недра, 2012. – 224с.
3. Адоевский А.В. ССВД как средство защиты магистральных нефтепроводов от волн повышенного давления. Промышленная безопасность и экология, 2015, № 8.
4. Адоевский А.В. Теория для расчета нестационарных процессов в нефтепроводах, оборудованных ССВД. Изв. вузов, Нефть и газ, 2015, № 3.
5. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 2008. – 368с.
6. Арбузов Н.С. Быстродействующий запорный клапан как альтернативный способ защиты от гидроудара / - Нефтяное хозяйство, №2, 2012, 106 с – 108с.
7. Арбузов Н.С. Эффективное время закрытия секущей задвижки и гидроудар в трубопроводной системе/ – Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, №4. 2015, 21 с - 23 с.
8. Арбузов Н.С., Левченко Е.Л., Лурье М.В. Защита нефтепроводов от гидроударных явлений системами сглаживания волн давления. – «Нефтяное хозяйство», 2014, №12.
9. Белоусов В.А., Блейхер Э.М. и др. «Трубопроводный транспорт нефти и газа. – «М.: Недра, 2008.
10. Верушин А.Ю., Рахматуллин Ш.И., Захаров Н.П. О расчете гидроудара при закрытии шарового затвора в промежутке времени, большем продолжительности фазы. – «Нефтяное хозяйство», 2013, №3

					Повышение эффективности насосного оборудования для нефтеперекачивающих станций								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Кусанов А.В.			Список используемых источников				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Зарубина О.Н.									96	99	
Консульт.									НИ ТПУ гр.3-2Б5А				
Рук-ль ОПП		Брусник О.В.											



11. Вязунов, Е.В. Быстродействие системы регулирования давления насосной станции при заданной скорости хода регулирующего элемента [Электронный ресурс] / Е.В. Вязунов, А.Ф. Бархатов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. №2. – режим доступа: [http://ogbus.ru/authors/VyazunovEV/VyazunovEV\\_2.pdf](http://ogbus.ru/authors/VyazunovEV/VyazunovEV_2.pdf)

12. Дронговский Ю.М. Технические требования к устройствам защиты трубопроводов от повышения давления при переходных процессах. - «Нефтяное хозяйство», 2003, №9. 50 с.

13. Лепешкин, А.В. Гидравлические и пневматические системы / А.В. Лепешкин, А.А. Михайлин: под общ. ред. Ю.А. Беленкова – М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 336 с.

14. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. – 336 с

15. Лурье, М.В. Защита магистральных нефтепродуктопроводов от волн повышенного давления встречными волнами разрежения / М.В. Лурье, Е.В. Фериченкова // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2017. – №6. – С 4-7.

16. Лурье М.В., Адоевский А.В. Моделирование и предварительная настройка систем сглаживания волн давления. Изв. вузов, Нефть и газ, 2014, №6.

17. Перевошиков С.И., Безус А.А. О настройке системы сглаживания волн давления на НПС нефтепроводов. «Нефтяное хозяйство», 2003, №10.

18. Станев В.С., Гумеров А.Г., Гумеров К.М., Рахматуллин Ш.И. Оценка прочности участка магистрального трубопровода с учетом гидроудара.- «Нефтяное хозяйство», 2014, № 4. с. 112-114.

19. Станев В.С., Рахматуллин Ш.И. Учет затухания гидроудара в магистральном трубопроводе. «Нефтяное хозяйство», 2013, № 9.

20. Тугунов П. И. «Определение ударного давления в нефтепроводе с газонасыщенной нефтью при переходных режимах». – том 3, 2015.

					Список используемых источников	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

21. Ключев А.С., Глазов Б.В., Дубровский А.Х., Ключев А.А. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. [Текст]: – М.: Энергоатомиздат, 2010.

22. Средства измерения, контроля и автоматизации технологических процессов. Вычислительная и микропроцессорная техника. – Котов К.И., Шершевер М.А. [Текст]: – М. :Металлургия, 2012.

23. Семейство малых программируемых контроллеров SLC-500. / Allen-Bradly A Rockwell International Company. 2015[Текст]: - 31с.

24. Аналоговые модули ввода-вывода (серия 1746) SLC-500. Руководство пользователя / Allen-Bradley A Rockwell International Company. 2015[Текст]: - 71с.

25. Дискретные модули ввода-вывода (серия 1746) SLC-500. Руководство пользователя/Allen-Bradley A Rockwell International Company. 2016[Текст]: – 53с.

26. Системы SLC – 500. Bulletin 1746 и 1746. Руководство по выбору. 2015[Текст]: – 92с.

27. Процессоры в модульном исполнении SLC 5/03 и SLC 5/04. Инструкция по установке. 2016 [Текст]:– 15с.

28. Борисов А.М. Программируемые устройства автоматизации: учебное пособие / А.М. Борисов, А. С. Нестеров, Н.А. Логинова. [Текст]: – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. – 186с.

29. Кангин А.В. Аппаратные и программные средства систем управления. Промышленные сети и контроллеры: учебное пособие / В.В. Кангин, В.Н. Козлов. [Текст]: – М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2010. – 418с.: ил. – (Автоматика).

30. Водовозов А.М. Микроконтроллеры для систем автоматики: Учебное пособие . [Текст]: – Вологда: ВоГТУ, 2002. – 131с.

31. Арефьев В.Н. Основы теории управления и автоматики: учебное пособие[Текст]: – Ульяновск.-М.: УлГТУ, 2014. – 315с.:ил.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

32. Власов К.П. Теория автоматического управления. Основные положения. Примеры расчета: 2-е изд., испр. и доп.: [Текст]: - М.: Гуманитарный центр, 2013. – 540с.

33. Гетьман А.Ф., Козин Ю.Н. Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления[Текст]: - М.: Энергоатомиздат, 2007. – 288с.

34. Терёхин В.Б. Моделирование систем электропривода в Simulink (Matlab 7.0.1): учебное пособие/В.Б.Терёхин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Томск.[Текст]:- М.:Томский политехнический университет, 2010. – 292с.

35. Каневский И.Н.. Неразрушающие методы контроля: учебное пособие [Текст] // И.Н. Каневский, Е.Н. Сальникова. – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. – 243 с.

36. Лазарев Ю.Ф. Моделирование процессов и систем в MATLAB. Учебный курс. [Текст]: – СПб.: Питер; Киев: Издательская группа BHV, 2005. – 512с.:ил.

					Список используемых источников	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		